

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Инженерная школа энергетики
Отделение/НОЦ Научно-образовательный центр И.Н. Бутакова
Направление подготовки 13.03.01 Теплоэнергетика и теплотехника
Профиль Промышленная теплоэнергетика

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
РЕКОНСТРУКЦИЯ ЦЕНТРАЛЬНОГО ТЕПЛООВОГО ПУНКТА МИКРОРАЙОНА №31 ГОРОДА КЕМЕРОВО

УДК 697.34-048.35(571.17)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5БЗБ1	Журавлева Татьяна Николаевна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ИШФВП	Высокоморная Ольга Валерьевна	к.ф-м.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель Отделения социально- гуманитарных наук	Кузьмина Наталия Геннадьевна			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент Отделения контроля и диагностики	Василевский Михаил Викторович	к.т.н., доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель Отделения/НОЦ/ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Руководитель ООП	Александра Михайловна Антонова	к.т.н., доцент		

Томск – 2018 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
Универсальные компетенции	
P1	Осуществлять коммуникации в профессиональной среде и в обществе в целом, в том числе на иностранном языке, разрабатывать документацию, презентовать и защищать результаты комплексной инженерной деятельности.
P2	Эффективно работать индивидуально и в коллективе, в том числе междисциплинарном, с делением ответственности и полномочий при решении комплексных инженерных задач.
P3	Демонстрировать личную ответственность, приверженность и следовать профессиональной этике и нормам ведения комплексной инженерной деятельности с соблюдением правовых, социальных, экологических и культурных аспектов.
P4	Анализировать экономические проблемы и общественные процессы, участвовать в общественной жизни с учетом принятых в обществе моральных и правовых норм.
P5	К достижению должного уровня экологической безопасности, энерго- и ресурсосбережения на производстве, безопасности жизнедеятельности и физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности.
P6	Осознавать необходимость и демонстрировать способность к самостоятельному обучению в течение всей жизни, непрерывному самосовершенствованию в инженерной профессии, организации обучения и тренинга производственного персонала.
Профессиональные компетенции	
P7	Применять базовые математические, естественнонаучные, социально-экономические знания в профессиональной деятельности в широком (в том числе междисциплинарном) контексте в комплексной инженерной деятельности в производстве тепловой и электрической энергии.
P8	Анализировать научно-техническую информацию, ставить, решать и публиковать результаты решения задач комплексного инженерного анализа с использованием базовых и специальных знаний, нормативной документации, современных аналитических методов, методов математического анализа и моделирования теоретического и экспериментального исследования.
P9	Проводить предварительное технико-экономическое обоснование проектных разработок объектов производства тепловой и электрической энергии, выполнять комплексные инженерные проекты с применением базовых и специальных знаний, современных методов проектирования для достижения оптимальных результатов, соответствующих техническому заданию с учетом нормативных документов, экономических, экологических, социальных и других ограничений.
P10	Проводить комплексные научные исследования в области производства тепловой и электрической энергии, включая поиск необходимой информации, эксперимент, анализ и интерпретацию данных, и их подготовку для составления обзоров, отчетов и научных публикаций с применением базовых и специальных знаний и современных методов.
P11	Использовать информационные технологии, использовать компьютер как средство работы с информацией и создания новой информации, осознавать опасности и угрозы в развитии современного информационного общества, соблюдать основные требования информационной безопасности.

P12	Выбирать и использовать необходимое оборудование для производства тепловой и электрической энергии, управлять технологическими объектами на основе АСУТП; использовать инструменты и технологии для ведения комплексной практической инженерной деятельности с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений.
	Специальные профессиональные
P13	Участвовать в выполнении работ по стандартизации и подготовке к сертификации технических средств, систем, процессов, оборудования и материалов теплоэнергетического производства, контролировать организацию метрологического обеспечения технологических процессов теплоэнергетического производства, составлять документацию по менеджменту качества технологических процессов на производственных участках.
P14	Организовывать рабочие места, управлять малыми коллективами исполнителей, к разработке оперативных планов работы первичных производственных подразделений, планированию работы персонала и фондов оплаты труда, организовывать обучение и тренинг производственного персонала, анализировать затраты и оценивать результаты деятельности первичных производственных подразделений, контролировать соблюдение технологической дисциплины.
P15	Использовать методики испытаний, наладки и ремонта технологического оборудования теплоэнергетического производства в соответствии с профилем работы, планировать и участвовать в проведении плановых испытаний и ремонтов технологического оборудования, монтажных, наладочных и пусковых работ, в том числе, при освоении нового оборудования и (или) технологических процессов.
P16	Организовывать работу персонала по обслуживанию технологического оборудования теплоэнергетического производства, контролировать техническое состояние и оценивать остаточный ресурс оборудования, организовывать профилактические осмотры и текущие ремонты, составлять заявки на оборудование, запасные части, готовить техническую документацию на ремонт, проводить работы по приемке и освоению вводимого оборудования.

Инженерная школа энергетики

Отделение/НОЦ Научно-образовательный центр И.Н. Бутакова

Направление подготовки 13.03.01 Теплоэнергетика и теплотехника

Профиль Промышленная теплоэнергетика

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель профиля
Е.Е. Бульба

(Подпись)

(Дата)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

(бакалаврской работы, /работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
Э-5БЗБ1	Журавлевой Татьяне Николаевне

Тема работы:

Реконструкция центрального теплового пункта микрорайона №31 города Кемерово	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе (наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).	Объектом исследования является система теплоснабжения микрорайона 31 Кировского района города Кемерово подключенного от ЦТП 31
---	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Расчет тепловой нагрузки Отпуск теплоты на отопление Отпуск теплоты на горячее водоснабжение Выбор регулирования отпуска в тепловые сети. Построение графика температур. Гидравлический расчет тепловых сетей, разработка гидравлического режима сети Расчетный расход сетевой воды на отопление и горячее водоснабжение Выбор основного оборудования центрального теплового пункта</p>
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэф - фективность и ресурсосбережение</p>	<p>Н.Г. Кузьмина, старший преподаватель Отделения социально-гуманитарных наук</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>М.В. Василевский, доцент Отделения контроля и диагностики</p>

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	
--	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Высокоморная Ольга Валерьевна	К. ф-м. н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5БЗБ1	Журавлева Татьяна Николаевна		

Реферат

Выпускная квалификационная работа 130 с., 11 рисунков, 16 таблиц, 23 источника, 6 л. графического материала.

Ключевые слова: ПРОЕКТ, ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ, НАГРУЗКА, ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ, РЕКОНСТРУКЦИЯ, ЦЕНТРАЛЬНЫЙ ТЕПЛОВОЙ ПУНКТ.

Объектом разработки является реконструкция центрального теплового пункта микрорайона №31 города Кемерово.

Цель работы – реконструкция центрального теплового пункта микрорайона №31 города Кемерово с целью приведения теплогидравлического режима микрорайона в соответствие с требуемыми параметрами, подбор оборудования ЦТП.

Задачей выпускной квалификационной работы является разработка необходимых условий для обеспечения нормального теплоснабжения потребителей микрорайона 31 Кировского района города Кемерово:

1. Создание условий работы систем отопления и горячего водоснабжения.
2. Равномерное распределение теплоносителя между потребителями.
3. Ликвидация перегревов систем теплопотребления, приведение теплоносителя в обратном трубопроводе в соответствие с температурным графиком Филиала АО «Кузбассэнерго» - «Кемеровская теплосетевая компания».
4. Централизованная коррекция температуры теплоносителя в переходные периоды года на ЦТП-31.

По результатам выполненной квалификационной работы разработан проект реконструкции центрального теплового пункта. Разработана схема регулирования отпуска теплоты, отвечающая современным требованиям качества предоставляемых услуг, и не влияющая на гидравлический режим действующей магистрали, произведён подбор оборудования ЦТП.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word 7.0, чертежи выполнены в AutoCAD.

Содержание

Введение	10
1 Исходные данные	12
1.1 Общее ознакомление с организацией	12
1.2 Основные положения	14
1.3 Характеристика тепловых сетей	16
1.4 Результаты обследования	17
1.5 Тепловые сети и вспомогательное оборудование	17
1.6 Индивидуальные тепловые пункты	19
1.7 Заключение по результатам обследования	20
2 Расчет тепловых нагрузок района теплоснабжения	21
2.1 Расход тепла на отопление	21
2.2 Расход тепла на горячее водоснабжение	22
2.3 Графики тепловых нагрузок	28
3 Регулирование отпуска теплоты в закрытых системах теплоснабжения	35
4 Выбор системы теплоснабжения	41
5 Гидравлический расчет тепловых сетей, разработка гидравлического режима сети	42
5.1 Определение расчетных расходов теплоносителя	42
5.2 Методика гидравлического расчета тепловой сети	49
5.3 Пьезометрический график	72
5.4 Расчет дроссельных устройств	75
5.5 Рекомендации по наладке	77
6 Расчет и выбор основного оборудования центрального теплового пункта	78
6.1 Подбор смесительного насоса	80
6.2 Подбор циркуляционного насоса на Т4	83
6.3 Расчет пластинчатого водоподогревателя горячего водоснабжения ЦТП-31	85
6.4 Запорная и регулирующая арматура	91
6.5 Грязевики и фильтры	92
6.6 Обратный клапан	93

6.7 Предохранительные клапаны	94
6.8 Автоматизация теплового пункта	94
6.8.1 Регуляторы давления и температуры	94
6.8.2 Узел учета тепловой энергии и теплоносителя	95
7 Химическая подготовка воды	97
8 Указания по монтажу при реконструкции ЦТП	99
9 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	101
9.1 Планирование работ и оценка времени их выполнения	101
9.2 Смета затрат на проектирование	102
9.2.1 Материальные затраты	103
9.2.2 Амортизация компьютерной техники	103
9.2.3 Затраты на заработную плату	104
9.2.4 Затраты на социальные отчисления	105
9.2.5 Прочие затраты	105
9.2.6 Накладные расходы	106
9.2.7 Смета затрат на оборудование и монтажные работы	106
9.3 Расчет экономической эффективности	107
9.3.1 Система погодного регулирования	107
9.3.2 Закрытая схема горячего водоснабжения	108
10 Социальная ответственность	111
10.1 Характеристика объекта	112
10.2 Опасные производственные факторы при работе с тепловыми пунктами	113
10.3 Мероприятия по снижению вредных и опасных факторов при работе на тепловом пункте	114
10.4 Основные средства индивидуальной защиты	117
10.5 Экологическая политика.	122
10.6 Требования безопасности в чрезвычайных ситуациях	124
10.7 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности характерные для проектируемой рабочей зоны правовые нормы трудового законодательства	124

Заключение	126
Литература	128
Приложение 1	130

Введение

Энергетика занимает главенствующее положение в производственном комплексе России.

Рост централизации теплоснабжения, увеличение единичной мощности источников и протяженности тепловых сетей усложняет задачу обеспечения надежного, качественного и экономичного теплоснабжения. Связывая источник теплоты с большим количеством потребителей, тепловые сети должны обеспечивать согласованную работу всех звеньев системы централизованного теплоснабжения.

Вследствие низкой гидравлической устойчивости тепловых сетей фактическое распределение теплоты может отличаться от установленного расчетным путем. Гидравлическая разрегулировка вызывает нарушения в работе систем отопления, горячего водоснабжения, кондиционирования воздуха, что приводит, как правило, к резкому завышению расхода теплоносителя, перерасходу тепла у потребителей, расположенных ближе к источнику тепла, и недогреву конечных потребителей. При этом потери топливно-энергетических ресурсов зачастую намного превышают экономический эффект, полученный от снижения удельных расходов топлива на единицу выработанной тепловой энергии.

Указанные недостатки необходимо устранять одновременной и комплексной наладкой тепловых сетей, теплоприготовительных установок, тепловых пунктов и местных систем теплоснабжения. В процессе эксплуатации по мере уменьшения пропускной способности тепловых сетей, увеличения шероховатости трубопроводов, подключения новых потребителей тепла, корректировки расчетной температуры на отопление возникает необходимость повторной наладки.

При современном масштабе централизованного теплоснабжения городов и других населенных пунктов, динамичности их развития, огромном размахе жилищного строительства нельзя рассчитывать на имеющиеся в стране немногочисленные наладочные организации. Наладку следует

проводить силами предприятий, эксплуатирующих тепловые сети, отвечающих за надежность, качество и экономичность теплоснабжения, что в условиях полного хозяйственного расчета и самофинансирования обеспечит сочетание интересов теплоснабжающих организаций и потребителей тепла [1].

1 Исходные данные

1.1 Общее ознакомление с организацией

Филиал АО «Кузбассэнерго» – «Кемеровская теплосетевая компания» является крупнейшим теплотранспортным предприятием столицы Кузбасса.

Основное направление деятельности – передача тепловой энергии и теплоносителя от Кемеровской ГРЭС, Ново-Кемеровской ТЭЦ и Кемеровской ТЭЦ по системе централизованного теплоснабжения на территории города Кемерово и части Кемеровского района.

Протяженность тепловых сетей (в одноструйном исчислении) – 937 км (на 01.01.2018г.)

Общая подключенная тепловая нагрузка – 2072 Гкал/час (на 01.01.2018 г.)

Филиал АО «Кузбассэнерго» – «Кемеровская теплосетевая компания» создан 25 августа 2017 года. Фактически его история берет свое начало в 1958 года, когда в составе районного энергетического управления «Кузбассэнерго» было организовано Управление тепловых сетей. Его специалисты занимались обслуживанием и развитием магистральных тепловых сетей. В 2012 году в результате реорганизации ОАО «Кузбассэнерго» создается ОАО «Кемеровская теплосетевая компания». В 2013 году предприятие, заключив договор с администрацией города Кемерово, взяло в аренду муниципальные внутриквартальные тепловые сети. Таким образом, в настоящее время на базе Кемеровской теплосетевой компании, имеющей теперь статус филиала АО «Кузбассэнерго», действует единый центр управления и эксплуатации системы централизованного теплоснабжения столицы Кузбасса.

Филиал АО «Кузбассэнерго» – «Кемеровская теплосетевая компания» свою главную производственную задачу видит в обеспечении надежных и качественных поставок энергоресурсов (горячей воды и тепла) потребителям. Предприятие располагает необходимыми для этого кадровыми ресурсами и техническим потенциалом.

Совместно с муниципальными и региональными властями Филиал АО «Кузбассэнерго» – «Кемеровская теплосетевая компания» активно участвует в реализации долгосрочного плана развития теплосетевого комплекса города. Успешно выполняет в Кемерове инвестиционную программу, направленную на повышение эффективности системы централизованного теплоснабжения и расширение рынка сбыта тепловой энергии. Предприятие ведет строительство тепловых магистралей в районах перспективной жилой застройки. В частности, в 2008 году построена тепломагистраль протяженностью 12,5 км (в двухтрубном исчислении) в Рудничном районе. В 2009 году там же введена в эксплуатацию самая мощная в городе подкачивающая насосная станция ПНС-11. В 2014 году началась подача теплоносителя по новой тепловой магистрали протяженностью более 1 км (в двухтрубном исчислении) в Ленинском районе Кемерова.

Стратегической целью Филиала АО «Кузбассэнерго» – «Кемеровская теплосетевая компания» выступает устойчивое развитие и эффективность во всех аспектах деятельности для выполнения обязательств перед потребителями тепловой энергии, роста капитализации и инвестиционной привлекательности

Структура предприятия включает в себя административный аппарат, четыре теплосетевых района и инфраструктурные подразделения. Для ликвидации повреждений любой тяжести в кратчайшие сроки создана трех бригадная аварийно-восстановительная служба круглосуточного дежурства, оснащенная необходимой техникой и оборудованием.

Для совершенствования работы каналов управления в районах тепловых сетей внедрены автоматизированные системы диспетчерского управления (АСДУ), представляющие собой комплексы телемеханики и вычислительной техники, дающие возможность централизованного получения и обработки информации о параметрах сетевой воды, вывод этой информации на экран дисплея, пуск, останов и регулирование оборудования на насосных станциях.

1.2 Основные положения

Наладку водяных тепловых сетей осуществляют для обеспечения необходимых условий для работы систем отопления, приточной вентиляции, кондиционирования воздуха и горячего водоснабжения и повышения технико-экономических показателей централизованного теплоснабжения за счет увеличения пропускной способности тепловых сетей, ликвидации перегрева потребителей, снижения расхода электроэнергии на перекачку теплоносителя.

Наладочные работы выполняют в три этапа:

1. Обследуют и испытывают систему централизованного теплоснабжения с последующей разработкой мероприятий, обеспечивающих эффективность ее работы;
2. Осуществляют разработанные мероприятия;
3. Регулируют систему.

В результате обследования выявляют фактические эксплуатационные режимы, уточняют тип и состояние оборудования системы теплоснабжения, определяют характер и величину тепловых нагрузок, необходимость и объем испытаний тепловых сетей и оборудования.

В процессе наладочных работ испытывают пропускную способность теплосети, определяют фактическую характеристику сетевых насосов, испытывают калориферные установки. При необходимости определяются тепловые потери, прочность, а так же компенсирующую способность при максимальной температуре сетевой воды.

Режимы и мероприятия, обеспечивающие эффективность работы тепловой сети, разрабатывают на основе данных обследования и испытаний в следующем порядке:

1. рассчитывают фактические тепловые нагрузки;
2. разрабатывают режим отпуска тепла;
3. определяют расчетные расходы сетевой воды;

4. производят гидравлический расчет наружных тепловых сетей, а при необходимости - систем теплоснабжения промышленных и жилых зданий;

5. разрабатывают гидравлический режим работы тепловых сетей;

6. рассчитывают дроссельные и смесительные устройства для тепловых пунктов потребителей и отдельных теплоиспользующих установок;

7. определяют места установки автоматических регуляторов на ЦТП (центральном тепловом пункте), тепловых сетях и у потребителей;

8. составляют перечень мероприятий, выполнение которых должно предшествовать регулировке.

В перечень мероприятий по наладке входят следующие работы:

1. выполняют работы по устранению дефектов оборудования и строительных конструкций;

2. схемы и оборудование водоподогревательных установок, тепловых сетей, подкачивающих насосных станций, тепловых пунктов и систем теплоснабжения приводят в соответствии с рекомендациями, которые основаны на проектных расчетах и разработанных тепловых и гидравлических режимах;

3. оборудуют все системы теплоснабжения необходимыми контрольно-измерительными приборами в соответствии с требованиями нормативно-технической документации;

4. производят автоматизацию центральных тепловых узлов системы теплоснабжения;

5. устраивают подкачивающие насосные и дроссельные станции;

6. устанавливают дроссельные и смесительные устройства.

Регулировку систем централизованного теплоснабжения начинают только после выполнения всех разработанных мероприятий по наладке. В процессе регулировки проверяют прогрев теплоиспользующих установок при работе источника теплоты в разработанных тепловых и гидравлических режимах, а также соответствие фактических расходов теплоносителя

расчетным, корректируют диаметры отверстий сопел элеваторов и дроссельных диафрагм, выполняют настройку автоматических регуляторов.

Эффективность наладки тепловых сетей характеризуется следующими показателями:

- сокращением расходов топлива за счет ликвидации перегрева систем теплоснабжения;
- сокращением расхода электроэнергии на перекачку теплоносителя за счет снижения удельного расхода сетевой воды и отключения излишних насосных станций;
- обеспечением возможности подключения к сетям дополнительных теплоснабжителей;
- сокращением расходов топлива на выработку электроэнергии за счет снижения температуры воды в обратных трубопроводах тепловой сети (в теплофикационных системах).

1.3 Характеристика тепловых сетей

Источник тепла Кемеровская ТЭЦ.

Теплоноситель тепловых сетей – перегретая вода.

Температурный график установлен 150-70°C.

Теплоснабжение потребителей осуществляется от Кемеровской ТЭЦ до ТК П-47/7 по тепломагистрали № 3, диаметром 500 мм.

Распределительные внутриквартальные сети присоединены к магистральным сетям в ЦТП 31. Магистральные сети выполнены по двухтрубной схеме, а во внутриквартальных теплосетях применена четырехтрубная система теплоснабжения.

Общая протяженность внутриквартальных теплосетей 1283 м (в однострубно́м исчислении).

1.4 Результаты обследования

При обследовании системы теплоснабжения микрорайона 31 производилась проверка диаметров существующих теплосетей и вспомогательного оборудования на предмет соответствия проектной документации, выявлены отклонения от проектных решений, а также дефекты проекта и монтажа.

Уточнены технические характеристики установленного оборудования и определено его техническое состояние; составлена исходная техническая документация для выполнения наладочных работ.

1.5 Тепловые сети и вспомогательное оборудование

Прокладка сетей выполнена надземная и подземная в непроходных каналах, компенсация температурных деформаций трубопроводов за счет самокомпенсации, то есть изменений направления трубопроводов с помощью углов поворота Г-образной и П-образной формы.

Располагаемый напор на вводе в ЦТП-31 – 20 м.в.ст.
Пьезометрическая отметка напора в обратном трубопроводе – 190,83 м.вод.ст.

Пьезометрическая отметка статического напора – 180 м.вод.ст.

От ЦТП-31 к внутриквартальным теплосетям подключено: 41 жилых домов.

Количество тепловых камер, шт. – 5.

Требования, предъявляемые к тепловым камерам согласно [2]:

1.Наличие люков:

- 4 шт. при $S_{\text{КАМЕРЫ}} > 6 \text{ м}^2$;
- 2 шт. при $S_{\text{КАМЕРЫ}} < 6 \text{ м}^2$.

2.Наличие обетонирования горловины люков.

3.Отсутствие воды в камере.

4.Наличие лестниц:

- на каждом люке должно быть по одной лестнице.

5. Состояние задвижек:

- наличие смазки;
- отсутствие течи в сальниках и во фланцах;
- наличие штурвалов;
- наличие прокладок между фланцами.

6. Отсутствие течи в трубопроводах.

7. Материалы стен камеры:

- кирпич;
- бетон.

8. Наличие побелки камеры.

9. Наличие приямка в камере.

10. Отсутствие мусора, ила.

11. Наличие антикоррозийного покрытия и изоляции трубопроводов.

12. Наличие неподвижных опор в камерах при сальниковых компенсаторах.

13. Отсутствие течи в сальниковых компенсаторах.

Результаты обследования тепловых камер приведены в таблицу 1

Таблица 1 – Состояние тепловых камер подключенных к ЦТП-31

Обозначение	Состояние
1	2
ТК – 2`	В камере вода и мусор, изоляция на трубопроводах отсутствует, отсутствует одна лестница.
ТК – 3	В камере вода и мусор, изоляция на трубопроводах отсутствует, отсутствует обетонирование горловины у люка.
ТК – 4	В камере грязь и мусор, изоляция на трубопроводах отсутствует, отсутствует обетонирование горловины у люка.
ТК – 5	Камера затоплена водой, дальнейшее обследование затруднено.
ТК-1*	В камере грязь и мусор, изоляция на трубопроводах отсутствует.

1.6 Индивидуальные тепловые пункты

Требования, предъявляемые к индивидуальным тепловым пунктам согласно [3]:

- наличие грязевиков на подающем трубопроводе на вводе в тепловой пункт после первой запорной арматуры, на обратном трубопроводе перед регулирующими устройствами, приборами учета расхода теплоносителя – не более одного;

- наличие антикоррозийного покрытия и теплоизоляции;

- наличие термокарманов и заполнение их минеральным маслом;

- наличие контрольно-измерительных приборов;

- наличие штуцеров для манометров на подающем трубопроводе до головной задвижки, после грязевика, а так же элеватора; на обратном трубопроводе до подмешивания теплоносителя в элеваторе и после головной задвижки по ходу теплоносителя;

- наличие запорно-регулирующей арматуры на подающем и обратном трубопроводах, ответвлениях и штуцерах для манометров;

- наличие приборов учета расхода теплоносителя;

- наличие автоматических регуляторов.

В результате обследования выявлено:

- схема подключения потребителей к теплосети зависимая без смещения;

- контрольно-измерительные приборы представлены только показывающими манометрами, термометры отсутствуют;

- автоматические регуляторы и приборы учета расхода теплоносителя не установлены;

- температура теплоносителя в подающем и обратном трубопроводе выше графика на 10-15 °C ;

- недостаточные располагаемые напоры на вводе в здания потребителей тепловой энергии;

- в связи с отсутствием авторегуляторов, обеспечивающих поддержание необходимых перепадов давлений на выходе из ЦТП-31, пьезометрический график давлений отрицательный (см. Приложение 1).

1.7 Заключение по результатам обследования

Требуется техническая реконструкция существующего здания ЦТП-31 микрорайона №31 города Кемерово и части технологической схемы.

В ЦТП-31 предусмотреть установку приборов учета и контроля тепла в объеме «Правил учета тепловой энергии и теплоносителя». Систему горячего водоснабжения подключить к тепловой сети по закрытой схеме. Системы теплоснабжения подключить по схеме, выбранной на основании пьезометрического графика давлений ЦТП-31. Подключение системы отопления в ЦТП-31 выполнить по зависимой схеме через смесительный насос. Присоединения систем отопления и горячего водоснабжения в ЦТП должны быть оборудованы авторегуляторами, обеспечивающими коррекцию и местное регулирование температуры сетевой воды и поддержание необходимых перепадов давления на выходе из ЦТП-31.

2 Расчет тепловых нагрузок района теплоснабжения

К тепловой нагрузке относят отпуск тепла на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение.

Тепловые нагрузки на отопление и вентиляцию зависят от температуры наружного воздуха и других климатических условий, и считаются сезонными тепловыми нагрузками.

Тепловая нагрузка на горячее водоснабжение не зависит от температуры наружного воздуха и считается круглогодичной тепловой нагрузкой.

2.1 Расход тепла на отопление

Тепловые нагрузки на отопление принимаем согласно типовых проектов, представленных потребителями тепловой энергии при заключении договоров на теплоснабжение.

При отсутствии проектов или при несоответствии им фактических данных тепловые нагрузки на отопление допускается определять по удельным характеристикам [4].

Расход тепла (МВт) на отопление жилых, общественных и административных зданий (для систем оборудованных конвективно-излучающими приборами) определяется по укрупненным показателям:

$$Q_{ov}^p = \beta \cdot q_{ov} \cdot V_n \cdot (t_g - t_o^p) \cdot 10^{-6} \text{ МВт}, \quad (1)$$

где q_{ov} – удельная отопительная характеристика здания на отопление 1 м^3 [4], Вт/($\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C}$);

β – поправочный коэффициент, учитывающий климатические условия района [5, табл. П.2.4];

V_n – объем здания по наружному обмеру, м^3 ;

t_g – расчетная температура внутреннего воздуха отапливаемого здания [6], $^\circ\text{C}$;

t_o^p – расчетная температура наружного воздуха для проектирования систем отопления [5], $^\circ\text{C}$.

Для города Кемерово принимаем данные:

расчетная наружная температура воздуха для отопления: $t_n = -39\text{ }^{\circ}\text{C}$;

расчетная наружная температура воздуха для вентиляции: $t_n = -24\text{ }^{\circ}\text{C}$;

температуру внутреннего воздуха t_g помещений для жилых зданий принимается $t_g = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$ [6].

Пример расчета показан на основании жилого дома по адресу ул. Тургенева, 128. Частный коттедж 2 этажа. Строительный объем здания высчитывался исходя из площади зданий по внешнему периметру S и этажности здания. Высота этажей принимались по типу здания. Строительный объем:

$$V_i = S \cdot N \cdot h = 52,6 \cdot 2 \cdot 2,7 = 284\text{ м}^3,$$

где h – высота этажа, N – количество этажей.

Максимальный тепловой поток на отопление жилого дома по адресу ул. Тургенева, 128 по формуле (1):

$$Q_o^p = 0,91 \cdot 0,915 \cdot 284 \cdot (20 - (-39)) \cdot 10^{-6} = 0,014\text{ МВт}.$$

Средний тепловой поток на отопление для средней t_n^{cp} за отопительный сезон температуры наружного воздуха:

$$Q_o = Q_o^p \cdot \frac{(t_g - t_n^{cp})}{(t_g - t_o^p)},\text{ МВт} \quad (2)$$

где t_n^{cp} – средняя температура наружного воздуха за отопительный период принимается $t_n^{cp} = -8,8\text{ }^{\circ}\text{C}$ [6].

$$Q_o = 0,014 \cdot \frac{(20 - (-8,8))}{(20 - (-39))} = 0,007\text{ МВт}.$$

2.2 Расход тепла на горячее водоснабжение

Для жилых домов, отсутствуют проектные нагрузки на горячее водоснабжение, поэтому расход тепла определен согласно [7].

Вероятность действия санитарно-технических приборов определяем по формуле [7]:

$$P = \frac{q_{hr,u}^h \cdot U}{q_o^h \cdot N \cdot 3600}, \quad (3)$$

где $q_{hr,u}^h$ - норма расхода горячей воды потребителем в час наибольшего водопотребления, л, [7];

U – число водопотребителей, принимаем для жилых домов по числу приборов ($N=U$) [6];

q_o^h - расход горячей воды, л/с, различными санитарно-техническими приборами, обслуживающими одинаковых потребителей на участках тупиковой сети [7];

N – число санитарно-технических приборов, принимаем на основании проектов, согласованных с филиалом АО «Кузбассэнерго» - «Кемеровская теплосетевая компания».

Вероятность использования санитарно-технических приборов определяем по формуле [7]:

$$P_{hr} = \frac{3600 \cdot P \cdot q_o^h}{q_{o,hr}^h}, \quad (4)$$

где $q_{o,hr}^h$ - расход горячей воды санитарно-техническим прибором, л/ч [7].

Максимальный расчетный часовой расход определяем по формуле [7]:

$$G_{\text{звс}}^{\text{max}} = 0,005 \cdot q_{o,hr}^h \cdot \alpha_{hr}, \text{ м / ч }, \quad (5)$$

где α_{hr} – безразмерная величина, определяемая в зависимости от числа приборов N или произведения NP_{hr} [7]:

при $P_{hr} > 0,1$ и $N < 200$;

при $P_{hr} < 0,1$;

при $P_{hr} > 0,1$ и $N > 200$.

Максимальный расход тепла на горячее водоснабжение определяем по формуле [7]:

$$Q_{\text{звс}}^{\text{max}} = G_{\text{звс}}^{\text{max}} \cdot (t_z - t_x) \cdot 1,163 \cdot 10^{-3} \text{ МВт}, \quad (6)$$

где t_x –температура водопроводной воды в отопительный период (принимается 5 °С);

t_z –температура горячей воды, если централизованное горячее водоснабжение производится от ЦТП, то температура горячей воды на выходе из пункта должна приниматься не ниже 65 °С, но не выше 75 °С [8].

Поскольку в течение суток разбор горячей воды не равномерный, для разработки гидравлического режима используем среднюю нагрузку и среднечасовой расход [4].

Среднюю тепловую нагрузку определяем по формуле [4]:

$$Q_{\text{свс}}^{\text{cp}} = \frac{Q_{\text{свс}}^{\text{max}}}{2,4}, \text{ МВт} \quad (7)$$

Средняя тепловая нагрузка на ГВС в неотапительный период:

$$Q_{\text{свс}}^{\text{cp}} = Q_{\text{свс}}^{\text{cp}} \cdot \frac{(65 - t_{\text{л}})}{(65 - t_{\text{з}})} \cdot \beta, \text{ МВт} \quad (8)$$

где $t_{\text{з}}$, $t_{\text{л}}$ – температуры водопроводной воды в отопительный период (равна 5 °С) и неотапительный период (равна 15 °С);

β – коэффициент, который учитывает как изменяется средний расход воды на горячее водоснабжение в неотапительный период по отношению к отопительному периоду, принимается при отсутствии данных для жилищно-коммунального сектора – 0,8 [4].

Пример расчета показан на основании жилого дома по адресу ул. Тургенева, 128.

$$P = \frac{q_{\text{hr},u}^h \cdot U}{q_o^h \cdot N \cdot 3600} = \frac{10 \cdot 3}{0,2 \cdot 3 \cdot 3600} = 0,0139.$$

$$P_{\text{hr}} = \frac{3600 \cdot P \cdot q_o^h}{q_{o,\text{hr}}^h} = \frac{3600 \cdot 0,0139 \cdot 0,2}{200} = 0,05.$$

$$G_{\text{свс}}^{\text{max}} = 0,005 \cdot q_{o,\text{hr}}^h \cdot \alpha_{\text{hr}} = 0,005 \cdot 200 \cdot 0,37 = 0,37 \text{ т/ч.}$$

$$Q_{\text{свс}}^{\text{max}} = G_{\text{свс}}^{\text{max}} \cdot (t_z - t_x) \cdot 1,163 \cdot 10^{-3} = 0,37 \cdot (65 - 5) \cdot 1,163 \cdot 10^{-3} = 0,026 \text{ МВт.}$$

$$Q_{\text{звс}}^{\text{ср}} = \frac{Q_{\text{звс}}^{\text{max}}}{2,4} = \frac{0,026}{2,4} = 0,011 \text{ МВт.}$$

$$Q_{\text{звс.л}}^{\text{ср}} = 0,011 \cdot \frac{(65 - 15)}{(65 - 5)} \cdot 0,8 = 0,007 \text{ МВт}$$

Суммарный отпуск тепла для микрорайона №31 на отопление:

$$\Sigma Q_o^p = 0,611 \text{ МВт.}$$

Суммарный средний тепловой поток на горячее водоснабжение:

$$\Sigma Q_{\text{звс}}^{\text{ср}} = 0,394 \text{ МВт.}$$

Суммарный максимальный тепловой поток на горячее водоснабжение:

$$\Sigma Q_{\text{звс}}^{\text{max}} = 0,945 \text{ МВт.}$$

Суммарный средний тепловой поток на ГВС в неотапительный (летний) период:

$$\Sigma Q_{\text{звс.л}}^{\text{ср}} = 0,262 \text{ МВт.}$$

Так как в жилых домах происходит естественное вентилирование, расчет тепловой нагрузки на вентиляцию не производится.

Для остальных жилых домов расчет тепловых нагрузок на отопление и горячее водоснабжение выполняется аналогично, результаты расчета для домов подключенных к ЦТП 31 приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Таблица расчета потребности тепла на отопление и горячее водоснабжение, при температуре наружного воздуха (-39) °С

№	Адрес абонента	Общий объем, м ³	Отопит. характеристика, q_{ov} (Вт/(м ³ · °С))	Расчетная тепловая нагрузка на отопление, Q_o^p (МВт)	Расчетная нагрузка на ГВС, $Q_{гвс}^{cp}$, МВт	Максимальная нагрузка на ГВС, $Q_{гвс}^{max}$, МВт	Средний тепловой поток на ГВС в летний период, $Q_{гвсл}^{cp}$, МВт
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ул. Тургенева, 128	284,04	0,915	0,014	0,011	0,026	0,007
2	ул. Тургенева, 130	402,5	0,86	0,019	0,011	0,026	0,007
3	ул. Тургенева, 132	498,42	0,826	0,022	0,009	0,022	0,006
4	ул. Тургенева, 136	282,96	0,916	0,014	0,012	0,029	0,008
5	ул. Тургенева, 126	312,12	0,901	0,015	0,012	0,029	0,008
6	ул. Тургенева, 138	312,12	0,901	0,015	0,007	0,017	0,005
7	ул. Тургенева, 124	341,82	0,888	0,016	0,011	0,026	0,007
8	ул. Тургенева, 124а	658,8	0,789	0,028	0,011	0,026	0,007
9	ул. Тургенева, 134	282,96	0,916	0,014	0,007	0,017	0,005
10	ул. Тургенева, 142	243,54	0,934	0,012	0,011	0,027	0,008
11	ул. Шубина, 87	275,4	0,919	0,014	0,007	0,017	0,005
12	ул. Шубина, 89	359,1	0,880	0,017	0,009	0,022	0,006
13	ул. Шубина, 91	312,12	0,901	0,015	0,012	0,029	0,008
14	ул. Шубина, 93	359,64	0,88	0,017	0,011	0,027	0,008
15	ул. Шубина, 95	321,3	0,896	0,015	0,007	0,017	0,005
16	ул. Шубина, 97	356,4	0,881	0,017	0,011	0,026	0,007

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
17	ул. Шубина, 85	284,04	0,915	0,014	0,009	0,022	0,006
18	ул. Шубина, 85а	298,08	0,909	0,015	0,011	0,026	0,007
19	ул. Шубина, 76 ввод 1	138	1,022	0,008	0,005	0,011	0,003
20	ул. Шубина, 76 ввод 2	138	1,0222	0,008	0,005	0,011	0,003
21	ул. Шубина, 80	284,04	0,915	0,014	0,012	0,029	0,008
22	ул. Шубина, 84	312,12	0,901	0,015	0,011	0,027	0,008
23	ул. Шубина, 74	304,02	0,906	0,015	0,011	0,026	0,007
24	ул. Шубина, 74а	284,04	0,915	0,014	0,011	0,026	0,007
25	ул. Шубина, 82	284,04	0,915	0,014	0,011	0,026	0,007
26	ул. Красноярская, 85	282,96	0,916	0,014	0,011	0,026	0,007
27	ул. Красноярская, 85а	282,96	0,916	0,014	0,011	0,026	0,007
28	ул. Красноярская, 87	282,96	0,916	0,014	0,011	0,026	0,007
29	ул. Красноярская, 89	282,96	0,916	0,014	0,011	0,026	0,007
30	ул. Красноярская, 93	292,14	0,911	0,014	0,009	0,022	0,006
31	ул. Красноярская, 91	312,12	0,901	0,015	0,012	0,029	0,008
32	ул. Красноярская, 95	312,12	0,901	0,015	0,012	0,029	0,008
33	ул. Красноярская, 112	279,18	0,916	0,014	0,009	0,022	0,006
34	ул. Красноярская, 98	292,14	0,911	0,014	0,011	0,026	0,007
35	ул. Красноярская, 98а	292,14	0,911	0,014	0,008	0,019	0,005
36	ул. Красноярская, 99	182,7	0,973	0,010	0,009	0,021	0,006
37	ул. Красноярская, 97	292,14	0,911	0,014	0,011	0,027	0,008
38	ул. Тургенева, 143	991,98	0,757	0,037	0,004	0,009	0,002
39	ул. Шубина, 78	312,12	0,901	0,015	0,011	0,026	0,007
40	ул. Красноярская, 100	48,16	1,116	0,003	0,0002	0,001	0,000
41	ул. Красноярская, 100а	214,2	0,946	0,011	0,010	0,024	0,007
Суммарный отпуск тепла:				0,611	0,394	0,945	0,262

2.3 Графики тепловых нагрузок

Для установления экономичного режима работы теплофикационного оборудования, выбора наивыгоднейших параметров теплоносителей, а также для других плановых и технико-экономических исследований необходимо знать длительность работы системы теплоснабжения при различных режимах в течение года. Для этой цели строится график продолжительности тепловой нагрузки (график Россандера) [9].

Перед построением графика продолжительности тепловой нагрузки строится график тепловой нагрузки в зависимости от температуры наружного воздуха. Для этого рассчитываются тепловые нагрузки каждого вида теплопотребления при характерных температурах наружного воздуха от $t_n = 8\text{ }^{\circ}\text{C}$ (начало отопительного периода) до $t_{n.o.} = -39\text{ }^{\circ}\text{C}$ (расчетная температура наружного воздуха для отопления) [10].

Средний тепловой поток на отопление для средней t_n^{cp} за отопительный сезон температуры наружного воздуха:

$$Q_o = Q_o^p \cdot \frac{t_g - t_n}{t_g - t_{n.o}}, \text{ МВт} \quad (9)$$

где Q_o^p – расчетная нагрузка при температуре наружного воздуха для проектирования отопления, МВт, определена по формуле (1);

t_n – текущее значение температуры наружного воздуха (для +8, +5, 0, -10, -15, -20, -25, -30, -35, -39), $^{\circ}\text{C}$.

$t_{n.o.}$ – расчётная температура наружного воздуха для проектирования систем отопления, $^{\circ}\text{C}$.

t_g – средняя температура воздуха в отапливаемых зданиях, принимается равным $20\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Средний тепловой поток на отопление для микрорайона 31:
при текущем значении температуры наружного воздуха $t_{n.o.} = +8\text{ }^{\circ}\text{C}$:

$$Q_o = 0,611 \cdot \frac{(20 - (+8))}{(20 - (-39))} = 0,124 \text{ МВт};$$

при текущем значении температуры наружного воздуха $t_{н.о} = -39^\circ\text{C}$:

$$Q_o = 0,611 \cdot \frac{(20 - (-39))}{(20 - (-39))} = 0,611 \text{ МВт.}$$

Расчет среднего теплового потока для других значений температур выполняется аналогично, результаты расчета сводим в таблицу 3

Средненедельная тепловая нагрузка на горячее водоснабжения $Q_{гвс}^{cp}$ рассчитана по формуле (9).

Число часов со среднесуточной температурой наружного воздуха, n , ч принимаем согласно [3].

Продолжительность отопительного сезона 5568 ч.

Результаты расчета сводим в таблицу 3.

Таблица 3 – Результаты расчета графиков тепловых нагрузок микрорайона

$t_n, ^\circ\text{C}$	$n, \text{ ч}$	$Q_o, \text{ МВт}$	$Q_{гвс}^{cp}, \text{ МВт}$	$Q_{сум}, \text{ МВт}$
8	513 (5568)	0,124	0,394	0,518
5	8818 (5055)	0,155	0,394	0,549
0	885 (4237)	0,207	0,394	0,601
-5	885 (3352)	0,259	0,394	0,653
-10	883 (2467)	0,311	0,394	0,705
-15	658 (1584)	0,362	0,394	0,756
-20	432 (926)	0,414	0,394	0,808
-25	287 (494)	0,466	0,394	0,860
-30	117 (207)	0,518	0,394	0,912
-35	75 (90)	0,570	0,394	0,964
-39	15 (15)	0,611	0,394	1,005

По таблице 3 строятся графики тепловых нагрузок микрорайона изображенный на рисунке 1 и график несения тепловых нагрузок по продолжительности, изображенный на рисунке 2.

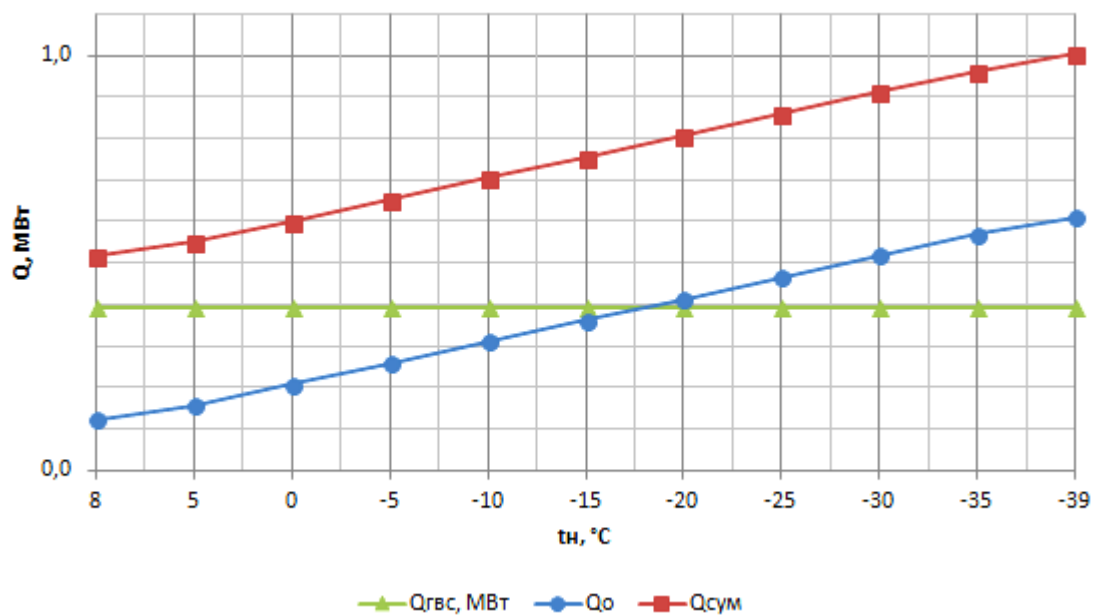


Рисунок 1 – Графики тепловых нагрузок микрорайона №31

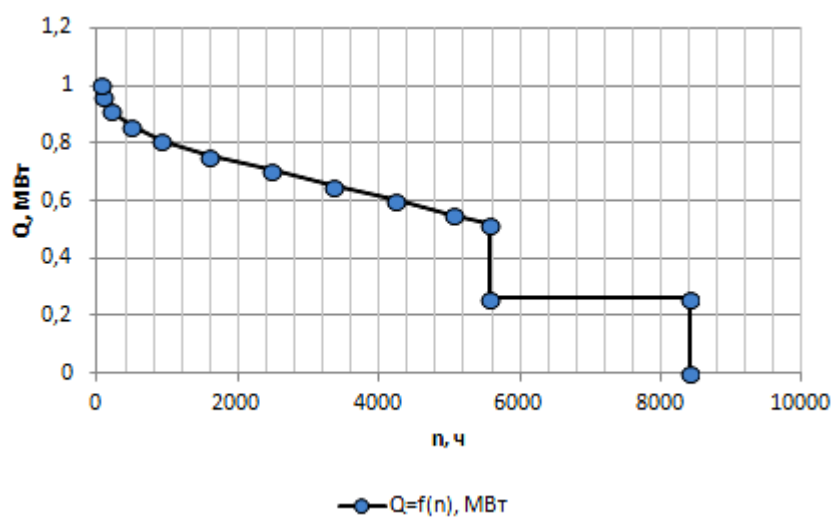


Рисунок 2 – График несения тепловых нагрузок по продолжительности

По данным таблицы 3 строим график продолжительности тепловой нагрузки (график Россандера).

При построении графика расхода тепла по продолжительности сезонных тепловых нагрузок на оси абсцисс откладывают время n , в течение которого температура наружного воздуха не бывает выше данной $t_n, ^\circ\text{C}$

Ординаты тепловых нагрузок, соответствующие t_n определены по формуле 9 и занесены в таблицу 4.

В левой части графика продолжительности тепловой нагрузки (рисунок 3) строится вспомогательный график, отражающий линейную зависимость расхода тепла от температуры наружного воздуха.

Точки графика расхода тепла по продолжительности (точка c) определяют следующим образом. По t_n (точка a) находят величину тепловой нагрузки (отрезок ab), которую переносят на правую часть графика (линия переноса bc). На оси абсцисс n находят точку d , соответствующую данной температуре наружного воздуха t_n . Из точки d к оси абсцисс проводят перпендикуляр до пересечения с линией bc . Точка c и является точкой на кривой графика продолжительности тепловой нагрузки, так как $ab=dc$. Расположение точек d на оси n зависит от климатических условий местности [8].

Масштаб оси ординат $1 \text{ мм}=0,01 \text{ МВт}$, масштаб оси абсцисс $1 \text{ мм}=400 \text{ кс}$, масштаб площади $1 \text{ мм}^2=0,01 \cdot 400=4 \text{ ГДж}$. Площадь графика под кривой составляет 4140 мм^2 , что соответствует годовому расходу теплоты $Q^{\text{год}} = 4140 \cdot 4 = 16560 \text{ ГДж}$ [10].

Расход теплоты за отопительный сезон: $Q_c^{\text{год}} = 13889 \text{ ГДж/отоп.сез.}$

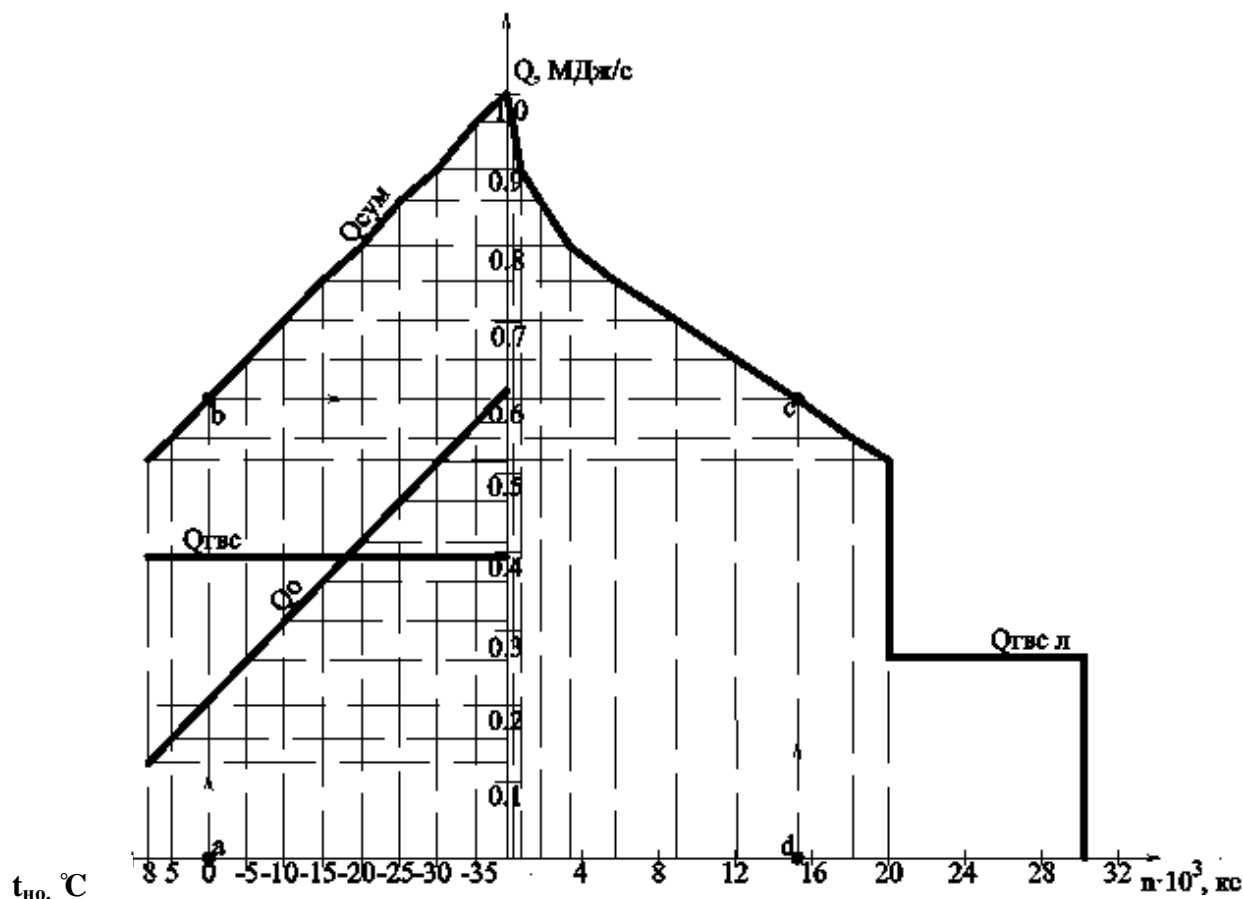


Рисунок 3 – График продолжительности тепловой нагрузки (график Россандера)

Q_o – средняя за отопительный период нагрузка отопления, МВт;

$Q_{гвс}$ – средненедельная тепловая нагрузка горячего водоснабжения, МВт;

$Q_{сум}$ – суммарная расчетная нагрузка района города;

$Q_{гвс.л}$ – летняя тепловая нагрузка горячего водоснабжения, ГДж

На графике расхода тепла по месяцам года изменение тепловых нагрузок представлено в той хронологической последовательности, в которой оно имеет место в действительности [10].

При построении графика расход теплоты на отопление определяется по среднемесячным наружным температурам [9].

Средний тепловой поток на отопление для среднемесячной температуры наружного воздуха:

$$Q_o^{ср.м.} = Q_o^p \cdot \frac{t_g - t_{мес}}{t_g - t_{н.о}}, \text{ МВт} \quad (9)$$

где Q_o^p – расчетная нагрузка на отопление, МВт, табл. 2:

$t_{\text{мес}}$ – средняя температура за расчетный месяц, °С [11];

$t_{\text{н.о}}$ – расчётная температура наружного воздуха для проектирования систем отопления, °С.

t_6 – средняя температура воздуха в отапливаемых зданиях, принимается равным 20 °С.

Средний тепловой поток на отопление для микрорайона 31 за январь месяц при среднемесячной температуре наружного воздуха $t_{\text{мес}} = -17,9$ °С [11]:

$$Q_o^{\text{ср.м}} = 0,611 \cdot \frac{(20 - (-17,9))}{(20 - (-39))} = 0,392 \text{ МВт.}$$

Расчет среднего теплового потока на отопление для других значений среднемесячных температур выполняется аналогично, результаты расчета сводим в таблицу 4.

Средний тепловой поток на ГВС в отопительный и неотопительный (летний) период $Q_{\text{гвс}}^{\text{ср}}$ и $Q_{\text{гвс}}^{\text{лет}}$, МВт, из таблицы 2.

Таблица 4 – Результаты расчета среднемесячного потребления тепловых нагрузок

№ п/п	Тепловая нагрузка	месяц	Январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
		$t_{\text{мес}}, ^\circ\text{C}$	-17,9	-15,8	-8,1	1,8	10,6	16,4	19,0	15,8	9,5	1,9	-7,8	-15,2
1	$Q_o^{\text{ср.м}}$	МВт	0,392	0,371	0,291	0,188						0,187	0,288	0,365
2	$Q_{\text{гвс}}^{\text{ср}}$	МВт	0,394	0,394	0,394	0,394	0,262	0,262	0,262	0,262	0,262	0,394	0,394	0,394
	$\sum Q$	МВт	0,786	0,765	0,685	0,582	0,262	0,262	0,262	0,262	0,262	0,581	0,682	0,759

График расхода теплоты по месяцам приведен на рисунке 4.

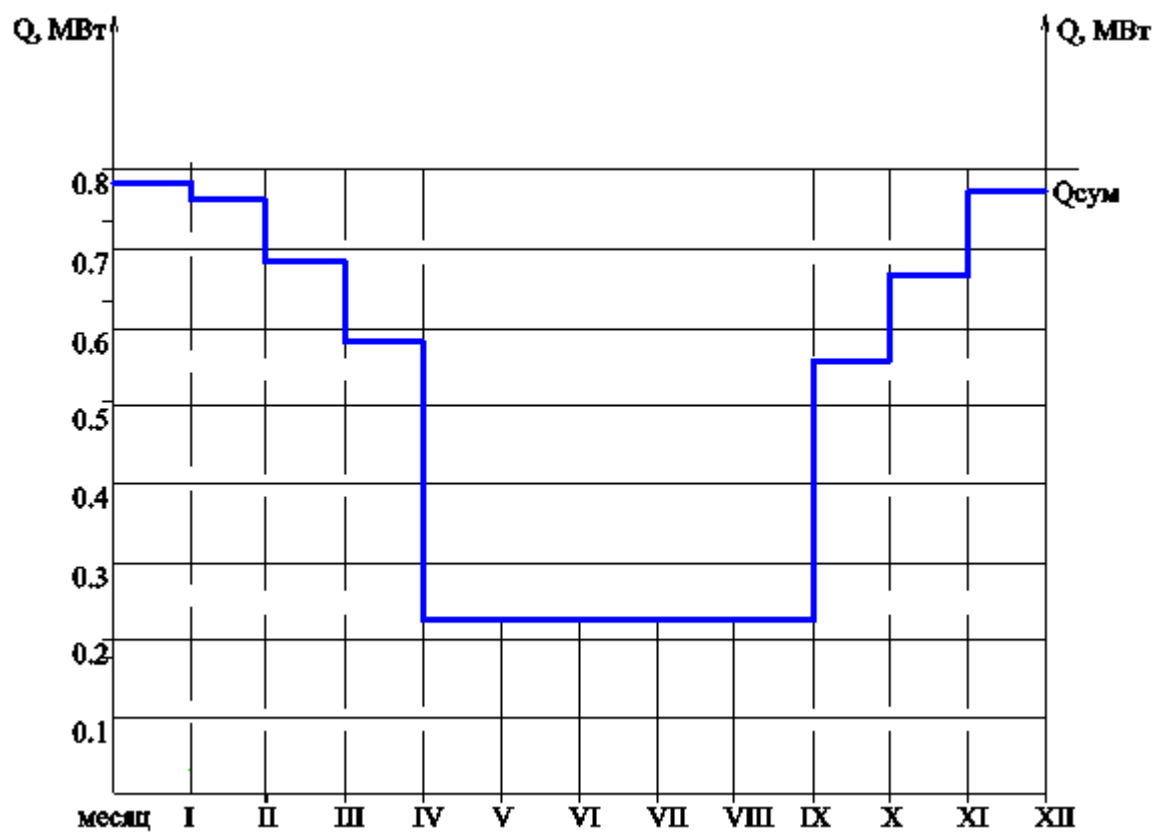


Рисунок 4 График расхода теплоты по месяцам

$Q_{сум}$ – суммарная среднемесячная нагрузка района, МВт

3 Регулирование отпуска теплоты в закрытых системах теплоснабжения

Для обеспечения высокого качества теплоснабжения, а также экономичных режимов выработки теплоты на ТЭЦ или в котельных и транспортировки ее по тепловым сетям выбирается соответствующий метод регулирования [9].

Центральное регулирование ведется по типовой нагрузке, характерной для большинства абонентов района. Такой нагрузкой может быть как один вид нагрузки, например отопление, так и два разных вида при определенном их количественном соотношении, например отопление и горячее водоснабжение при заданном отношении расчетных значений этих нагрузок [6].

Метод центрального регулирования выбирается в зависимости от соотношения тепловых нагрузок горячего водоснабжения и отопления, а также схемы присоединения отопительных установок к тепловой сети.

Для микрорайона №31 отношение среднечасовой нагрузки на горячее водоснабжение к расчетной нагрузке на отопление:

$$\frac{Q_{ср.г}}{Q_o^p} = \frac{0,394}{0,611} = 0,64 > 0,15.$$

Суммарный среднечасовой расход тепла на горячее водоснабжение составляет более 15 % от расхода на отопление, следовательно, принимаем центральное качественное регулирование по совместной нагрузке отопления и горячего водоснабжения.

При этом методе регулирования отпуск теплоты регулируют за счет изменения температуры теплоносителя на входе в абонентские установки, сохраняя неизменным его расход, равный расчетному расходу на отопление Go' .

Наличие нагрузки горячего водоснабжения увеличивает расход сетевой воды, что приводит к увеличению диаметров труб, а, следовательно, и стоимости сети. Значительное сокращение расчетных расходов воды

достигается при центральном качественном регулировании по совместной нагрузке отопления и горячего водоснабжения [8].

В течение отопительного периода температура теплоносителя выдерживается в соответствии с температурным графиком, установленным филиалом АО «Кузбассэнерго» - «Кемеровская теплосетевая компания» таблица 6.

Температурный график отпуска тепла от источника Кемеровская ТЭЦ до ЦТП-31 150-70°C.

Температурный график отпуска тепла в системе теплоснабжения на выходе из ЦТП-31 105-70 °С.

При качественном регулировании отпуска тепла для отопительных систем график температур воды от источника тепла до ЦТП-31 и температуры воды, поступающей в тепловую сеть из отопительной системы ЦТП-31, рассчитываем по формулам [5]:

Определяем температурный напор при смешении воды в узле ввода:

$$\Delta t_o' = \frac{\tau_3^p + \tau_2^p}{2} - t_{ep} = \frac{105 + 70}{2} - 20 = 67,5^\circ\text{C},$$

где $t_{ep} = 20^\circ\text{C}$ – температура воздуха внутри отапливаемых помещений;

$\tau_3^p = 105^\circ\text{C}$ – расчетная температура сетевой воды на выходе из ЦТП-31 в распределительные сети микрорайона;

$\tau_2^p = 70^\circ\text{C}$ – расчетная температура сетевой воды в обратном трубопроводе.

Перепад температур сетевой воды:

$$\delta\tau_o' = \tau_1^p - \tau_2^p = 150 - 70 = 80^\circ\text{C};$$

где $\tau_1^p = 150^\circ\text{C}$ – расчетная температура сетевой воды в подающем трубопроводе на входе в ЦТП-31.

Перепад температур воды в отопительной системе ЦТП-31:

$$\theta' = \tau_3^p - \tau_2^p = 105 - 70 = 35^\circ\text{C}.$$

Относительный расход тепла на отопление при текущей температуре наружного воздуха:

$$\bar{Q}_o^p = \frac{t_{ep} - t_n}{t_{ep} - t_{no}}, \quad (10)$$

где $t_{no} = -39^\circ \text{C}$ – расчетная наружная температура воздуха для системы отопления;

t_n – произвольно выбранная температура наружного воздуха, для которой определяется температура воды в подающем трубопроводе, $^\circ \text{C}$.

Температура сетевой воды в подающем трубопроводе:

$$\tau_1 = t_{ep} + \Delta t_o' \cdot (\bar{Q}_o^p)^{0,8} + (\delta \tau_o' - 0,5 \cdot \theta') \cdot \bar{Q}_o^p, \quad ^\circ \text{C} \quad (11)$$

Температура сетевой воды в обратном трубопроводе:

$$\tau_2 = t_{ep} + \Delta t_o' \cdot (\bar{Q}_o^p)^{0,8} - 0,5 \cdot \theta' \cdot \bar{Q}_o^p, \quad ^\circ \text{C} \quad (12)$$

Температура сетевой воды после смесительного устройства на выходе из ЦТП:

$$\tau_3 = t_{ep} + \Delta t_o' \cdot (\bar{Q}_o^p)^{0,8} + 0,5 \cdot \theta' \cdot \bar{Q}_o^p, \quad ^\circ \text{C} \quad (13)$$

Например, при текущей температуре наружного воздуха $t_n = 8^\circ \text{C}$:

$$\bar{Q}_o^p = \frac{20 - 8}{20 - (-39)} = 0,203.$$

Температура сетевой воды в подающем трубопроводе по формуле (11):

$$\tau_1 = 20 + 67,5 \cdot 0,203^{0,8} + (80 - 0,5 \cdot 35) \cdot 0,203 = 51,6 \quad ^\circ \text{C}.$$

Температура сетевой воды в обратном трубопроводе по формуле (12):

$$\tau_2 = 20 + 67,5 \cdot 0,203^{0,8} - 0,5 \cdot 35 \cdot 0,203 = 35,3 \quad ^\circ \text{C}.$$

Температура сетевой воды после смесительного устройства на выходе из ЦТП по формуле (13):

$$\tau_3 = 20 + 67,5 \cdot 0,203^{0,8} + 0,5 \cdot 35 \cdot 0,203 = 42,6 \quad ^\circ \text{C}.$$

Расчет для других значений температур наружного воздуха проводится аналогично. Результаты расчета для построения отопительно-бытового графика представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Расчетные данные для построения отопительно-бытового графика

Принятые значения температур наружного воздуха, $t_{\text{нв}}, ^\circ\text{C}$	Температура воздуха внутри помещения, $t_{\text{вн}}, ^\circ\text{C}$	Температура воды перед отопительной системой, $t_3, ^\circ\text{C}$	Расчетный перепад температур сетевой воды, $\Delta t_p, ^\circ\text{C}$	То же для систем отопления, $\theta, ^\circ\text{C}$	Расчетная разность температур для отопительных приборов, $\Delta t_{\text{ср}}, ^\circ\text{C}$	Относительный расход теплоты для отопления, Q	Температура сетевой воды в подающей линии, $t_1, ^\circ\text{C}$	То же в обратной линии, $t_2, ^\circ\text{C}$	То же перед отопительной системой, $t_3, ^\circ\text{C}$
1	20	105	80	35	67,5	0,203	51,6	35,3	42,4
8	20	105	80	35	67,5	0,220	53,9	36,3	44,0
7	20	105	80	35	67,5	0,237	56,2	37,2	45,5
6	20	105	80	35	67,5	0,254	58,5	38,1	47,0
5	20	105	80	35	67,5	0,271	60,7	39,0	48,5
4	20	105	80	35	67,5	0,288	63,0	39,9	50,0
3	20	105	80	35	67,5	0,305	65,2	40,8	51,5
2	20	105	80	35	67,5	0,322	67,4	41,6	52,9
1	20	105	80	35	67,5	0,339	69,6	42,5	54,3
0	20	105	80	35	67,5	0,342	70,0	42,6	54,6
-0,2	20	105	80	35	67,5	0,356	71,8	43,3	55,8
-1	20	105	80	35	67,5	0,373	74,0	44,1	57,2
-2	20	105	80	35	67,5	0,390	76,1	44,9	58,6
-3	20	105	80	35	67,5	0,407	78,3	45,8	60,0
-4	20	105	80	35	67,5	0,424	80,4	46,5	61,4
-5	20	105	80	35	67,5	0,441	82,6	47,3	62,8
-6	20	105	80	35	67,5	0,458	84,7	48,1	64,1
-7	20	105	80	35	67,5	0,475	86,8	48,9	65,5
-8	20	105	80	35	67,5	0,492	89,0	49,6	66,8
-9	20	105	80	35	67,5	0,508	91,1	50,4	68,2
-10	20	105	80	35	67,5	0,525	93,2	51,1	69,5
-11	20	105	80	35	67,5	0,542	95,3	51,9	70,9
-12	20	105	80	35	67,5	0,559	97,4	52,6	72,2
-13	20	105	80	35	67,5	0,576	99,4	53,3	73,5
-14	20	105	80	35	67,5	0,593	101,5	54,1	74,8
-15	20	105	80	35	67,5	0,610	103,6	54,8	76,1
-16	20	105	80	35	67,5	0,627	105,7	55,5	77,4
-17	20	105	80	35	67,5	0,644	107,7	56,2	78,7
-18	20	105	80	35	67,5	0,661	109,8	56,9	80,0
-19	20	105	80	35	67,5	0,678	111,8	57,6	81,3
-20	20	105	80	35	67,5	0,695	113,9	58,3	82,6
-21	20	105	80	35	67,5	0,712	115,9	59,0	83,9
-22	20	105	80	35	67,5	0,729	118,0	59,7	85,2
-23	20	105	80	35	67,5	0,746	120,0	60,3	86,4
-24	20	105	80	35	67,5	0,763	122,0	61,0	87,7
-25	20	105	80	35	67,5				

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
-26	20	105	80	35	67,5	0,780	124,0	61,7	89,0
-27	20	105	80	35	67,5	0,797	126,1	62,3	90,2
-28	20	105	80	35	67,5	0,814	128,1	63,0	91,5
-29	20	105	80	35	67,5	0,831	130,1	63,6	92,7
-30	20	105	80	35	67,5	0,847	132,1	64,3	94,0
-31	20	105	80	35	67,5	0,864	134,1	64,9	95,2
-32	20	105	80	35	67,5	0,881	136,1	65,6	96,4
-33	20	105	80	35	67,5	0,898	138,1	66,2	97,7
-34	20	105	80	35	67,5	0,915	140,1	66,9	98,9
-35	20	105	80	35	67,5	0,932	142,1	67,5	100,1
-36	20	105	80	35	67,5	0,949	144,1	68,1	101,4
-37	20	105	80	35	67,5	0,966	146,0	68,8	102,6
-38	20	105	80	35	67,5	0,983	148,0	69,4	103,8
-39	20	105	80	35	67,5	1,000	150,0	70,0	105,0

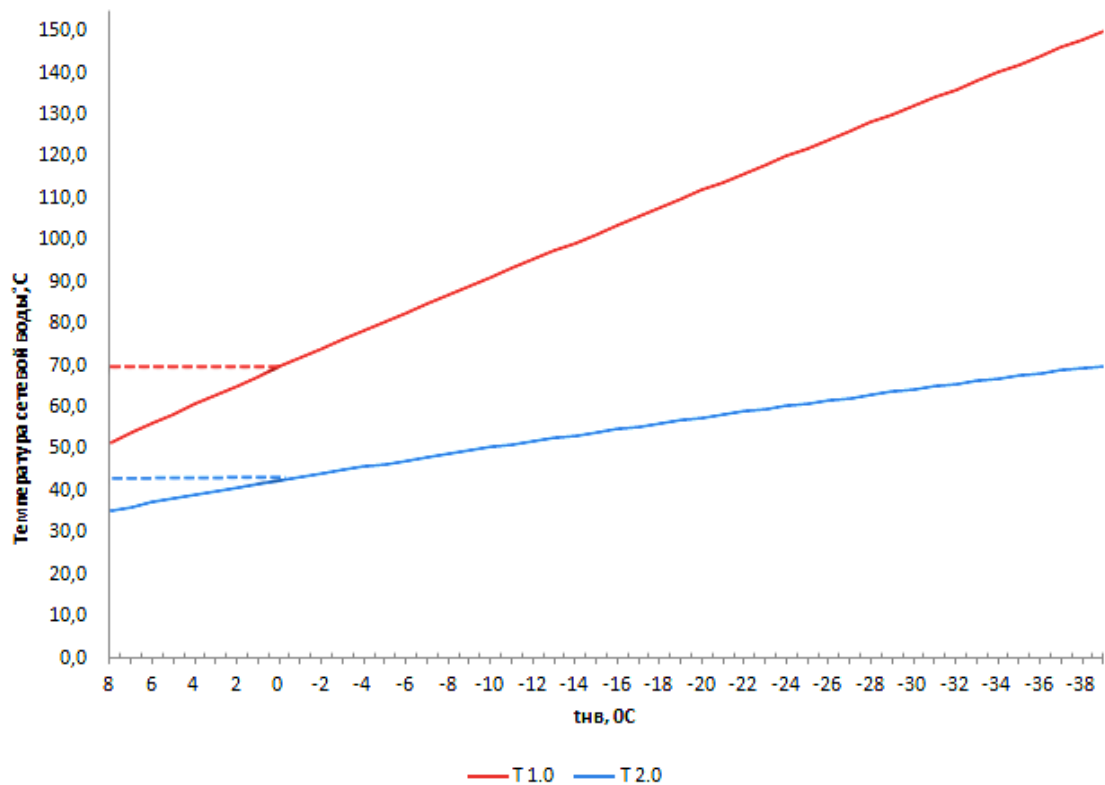


Рисунок 5 Отопительно-бытовой температурный график

— T1.0 – Температура сетевой воды в подающей линии, t_1 , °C
 — T2.0 – Температура сетевой воды в обратной линии, t_2 , °C

Задавшись величиной перепада температур в подогревателе горячего водоснабжения $\Delta t_{\mu} = 5^{\circ}\text{C}$, температура воды в подающем трубопроводе тепловой сети для закрытой системы теплоснабжения принимается не ниже

$\tau_1''' = 70^\circ\text{C}$, наружная температура, соответствующая излому температурного графика $t_{н.и} = -0,2^\circ\text{C}$, по графику определяем температуру обратной сетевой воды в точке излома $\tau_2''' = 42,6^\circ\text{C}$ (рис. 5).

Таблица 6 – Температурный график 150-70 $^\circ\text{C}$ регулирования температуры сетевой воды от источника тепловой энергии Кемеровская ТЭЦ до ЦТП-31 микрорайона 31 города Кемерово

Принятые значения температур наружного воздуха, $t_{н.в}, ^\circ\text{C}$	Температура сетевой воды в подающей линии, $t_1, ^\circ\text{C}$	Температура сетевой воды в обратной линии, $t_2, ^\circ\text{C}$	Принятые значения температур наружного воздуха, $t_{н.в}, ^\circ\text{C}$	Температура сетевой воды в подающей линии, $t_1, ^\circ\text{C}$	Температура сетевой воды в обратной линии, $t_2, ^\circ\text{C}$
1	2	3	1	2	3
8	51,6	35,3	-16	103,6	54,8
7	53,9	36,3	-17	105,7	55,5
6	56,2	37,2	-18	107,7	56,2
5	58,5	38,1	-19	109,8	56,9
4	60,7	39,0	-20	111,8	57,6
3	63,0	39,9	-21	113,9	58,3
2	65,2	40,8	-22	115,9	59,0
1	67,4	41,6	-23	118,0	59,7
0	69,6	42,5	-24	120,0	60,3
-1	71,8	43,3	-25	122,0	61,0
-2	74,0	44,1	-26	124,0	61,7
-3	76,1	44,9	-27	126,1	62,3
-4	78,3	45,8	-28	128,1	63,0
-5	80,4	46,5	-29	130,1	63,6
-6	82,6	47,3	-30	132,1	64,3
-7	84,7	48,1	-31	134,1	64,9
-8	86,8	48,9	-32	136,1	65,6
-9	89,0	49,6	-33	138,1	66,2
-10	91,1	50,4	-34	140,1	66,9
-11	93,2	51,1	-35	142,1	67,5
-12	95,3	51,9	-36	144,1	68,1
-13	97,4	52,6	-37	146,0	68,8
-14	99,4	53,3	-38	148,0	69,4
-15	101,5	54,1	-39	150,0	70,0

4 Выбор системы теплоснабжения

Прокладка трубопроводов внутриквартальной тепловой сетей от ЦТП-31 выполнена надземная и подземная в непроходных каналах. Система теплоснабжения выполнена четырехтрубная: одна пара труб используется для отопления, а вторая для горячего водоснабжения. Циркуляционный трубопровод ГВС (Т4) обеспечивает циркуляцию горячей воды, тем самым предотвращается охлаждение воды в период пониженного водоразбора [4].

Присоединение системы горячего водоснабжения к тепловой сети согласно необходимо выполнить по закрытой схеме.

Выбор схемы подключения подогревателя осуществляется в зависимости от соотношения максимального часового расхода теплоты на горячее водоснабжение $Q_{гвс}^{max}$ и расчетного расхода теплоты на отопление Q_o [5]:

- $Q_{гвс}^{max} / Q_o \geq 1,2$ применяется параллельная схема;
- $0,6 < Q_{гвс}^{max} / Q_o < 1,2$ применяется двухступенчатая смешанная схема;
- $0,1 \leq Q_{гвс}^{max} / Q_o \leq 0,6$ применяется двухступенчатая последовательная схема.

При подключении подогревателя на горячее водоснабжение в ЦТП-31:

$\frac{Q_{гвс}^{max}}{Q_o} = \frac{0,945}{0,611} = 1,55$, так как $Q_{гвс}^{max} / Q_o \geq 1,2$, следовательно, применяется одноступенчатая параллельная схема.

Подключение системы отопления выполним по зависимой схеме через смесительный насос.

Системы теплоснабжения потребителей подключить по схеме, выбранной на основании гидравлического расчета и пьезометрического графика давлений ЦТП-31.

5 Гидравлический расчет тепловых сетей, разработка гидравлического режима сети

При гидравлическом расчете тепловых сетей определены потери давления на участках трубопроводов для последующей разработки гидравлического режима и выявления располагаемых напоров на тепловых пунктах потребителей.

Перед выполнением гидравлического расчета составлена расчетная схема тепловой сети с нанесением на ней длин и диаметров трубопроводов, местных сопротивлений и расчетных расходов теплоносителя по всем участкам сети.

Тепловая сеть является четырехтрубной и соединяет источник тепловой энергии, в данном случае ЦТП-31 с тепловыми пунктами абонентов. В связи с четырехтрубной системой теплоснабжения гидравлический расчет для тепловой сети на отопление и горячее водоснабжение проводим отдельно.

Гидравлический расчет трубопроводов на отопление проводится по расчетному расходу теплоносителя на отопление G_o^p , т/ч.

Целью гидравлического расчета систем горячего водоснабжения является обеспечение во всех водоразборных приборах группы зданий необходимого расхода горячей воды с температурой в закрытых системах теплоснабжения $t_z = 60$ °С.

5.1 Определение расчетных расходов теплоносителя

Расчетные расходы теплоносителя в местных системах теплоснабжения и тепловой сети определяем по соответствующей тепловой нагрузке и температурным параметрам систем теплоснабжения.

Расход воды на отопление рассчитываем по формуле [4]:

$$G_o^p = \frac{3,6 \cdot Q_o^p}{c \cdot (t_{11} + t_{21})}, \text{ т/ч} \quad (14)$$

где Q_o^p – максимальный тепловой поток (МВт) на отопление рассчитанный по формуле (1), таблица 2:

τ_{11}, τ_{21} — соответственно температура воды в подающем и обратном трубопроводе внутриквартальной тепловой сети на выходе из ЦТП-31;

c – теплоемкость воды, равная 4,19 кДж/(кг·°C).

Расход воды на горячее водоснабжение в закрытых тепловых сетях определяется в зависимости от схемы включения подогревателей горячего водоснабжения [4].

За время перемещения горячей воды от подогревателя к водоразборным приборам происходит частичное ее остывание. Допустимое остывание горячей воды до самой удаленной точки принимают $\Delta t = 5 \div 15$ °C, в связи с этим на выходе из ЦТП вода перегрета на величину остывания в данной работе принимаем $\Delta t = 5$ °C [8].

Средний расход нагреваемой воды, на нужды ГВС, при параллельной схеме включения подогревателей [4]:

$$G_{гвс}^{cp} = \frac{3,6 \cdot Q_{гвс}^{cp}}{c \cdot (t_3 - t_x)}, \text{ т/ч} \quad (15)$$

где $Q_{гвс}^{cp}$ – средний тепловой поток, (МВт), определенный по формуле (7), таблица 1;

t_3 - температура горячей воды, на выходе из ЦТП, $t_3 = 65$ °C [8];

t_x - температура холодной воды в отопительный период, $t_x = 5$ °C;

c – теплоемкость воды, равная 4,19 кДж/(кг·°C).

Максимальный расчетный часовой расход $G_{гвс}^{max}$, т/ч, определен по формуле (5) [7].

В микрорайоне №31 применяется непрерывная циркуляция. Циркуляция необходима для предотвращения остывания горячей воды в разводящих трубопроводах при незначительном водоразборе или полном его прекращении.

Расчет расхода воды в циркуляционном трубопроводе Т4 проводим по результатам расчета теплопотерь подающего трубопровода системы горячего водоснабжения Т3 [12].

Расход циркуляционной воды, компенсирующей тепловые потери в трубопроводе горячей воды, т/ч, определяем по формуле [12]:

$$G_{\text{ц}} = \frac{Q_{\text{м.н.}} \cdot 3,6}{c \cdot |\Delta t|}, \text{ т/ч} \quad (16)$$

где $Q_{\text{м.н.}}$ – потери тепла в подающем трубопроводе, кВт;

$|\Delta t| = (t_{\text{н}} - t_{\text{к}})$ – допустимое остывание воды, °C;

$t_{\text{н}}$ – температура горячей воды после подогревателя, °C;

$t_{\text{к}}$ – температура в самой удаленной точке водоразбора, °C.

Тепловые потери на расчетном участке подающего трубопровода определяем по нормативным удельным потерям тепла, или расчетом по формуле [12]:

$$Q_{\text{м.н.}} = k \cdot \pi \cdot d_{\text{н}} \cdot l \cdot \left(\frac{t_{\text{н}} + t_{\text{к}}}{2} - t_{\text{о}} \right) \cdot (1 - \eta) \cdot 10^{-3}, \text{ кВт} \quad (17)$$

где k – коэффициент теплопередачи неизолированного трубопровода, $k = 11,6 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C})$ [12];

$d_{\text{н}}$ – наружный диаметр трубы, м;

$t_{\text{н}}, t_{\text{к}}$ – температура горячей воды в начале и в конце расчетного участка, °C;

$t_{\text{о}}$ – температура окружающей среды, принимается в зависимости от способа прокладки труб: в бороздах и каналах – 40 °C, в жилых помещениях – 18 – 20 °C, в не отапливаемых подвалах – 5 °C, на чердаках – 10 °C [12]; при надземной прокладке принимаем по расчетной температуре наружного воздуха для проектирования систем отопления $t_{\text{о}} = t_{\text{о}}^{\text{р}} = 39 \text{ } ^\circ\text{C}$;

η – КПД тепловой изоляции, $\eta = 0,6 - 0,8$ [12].

Расчет тепловых потерь ведут в направлении от концевой точки водоразбора к источнику тепла.

Пример расчета показан на основании жилого дома по адресу ул. Тургенева, 128.

Расход воды на отопление рассчитываем по формуле (14):

$$G_o^p = \frac{3,6 \cdot 0,014}{4,19 \cdot 10^{-3} \cdot (105 - 70)} = 0,343 \text{ т/ч.}$$

Средний расход нагреваемой воды, на нужды ГВС, при параллельной схеме включения подогревателей по формуле (15):

$$G_{гвс}^{cp} = \frac{3,6 \cdot Q_{гвс}^{cp}}{c \cdot (t_3 - t_x)} = \frac{3,6 \cdot 0,011}{4,19 \cdot (65 - 5) \cdot 10^{-3}} = 0,15 \text{ т/ч.}$$

Расчетный расход сетевой воды в двухтрубных тепловых сетях в неотапительный период [5]:

$$G_{сум.л}^p = \beta \cdot \sum G_{гвс}^{\max} = 0,8 \cdot 13,44 = 10,75 \text{ т/ч,}$$

где β – коэффициент, учитывающий изменение среднего расхода воды на горячее водоснабжение в неотапительный период по отношению к отопительному периоду, принимаемый при отсутствии.

Для остальных жилых домов подключенных к ЦТП-31 определение расчетных расходов на отопление и горячее водоснабжение выполняется аналогично.

Тепловые потери на расчетном участке подающего трубопровода жилого дома по адресу ул. Тургенева, 128 определяем по формуле (17):

$$Q_{т.н.} = 11,6 \cdot 3,14 \cdot 0,038 \cdot 14 \cdot \left(\frac{65 + 60}{2} - (-39) \right) \cdot (1 - 0,8) \cdot 10^{-3} = 0,393 \text{ кВт.}$$

Расход циркуляционной воды определяем по формуле (16):

$$G_{ц} = \frac{0,393 \cdot 3,6}{4,19 \cdot 5} = 0,07 \text{ т/ч.}$$

Расчет следующих участков трубопровода проводится аналогично.

Результаты расчета потерь тепла и расхода в циркуляционном трубопроводе Т4 сведены в таблицу 7.

Результаты расчета расходов на отопление, горячее водоснабжения и циркуляционного расхода сведены в таблице 8.

Суммарный расчетный расход сетевой воды на отопление:
 $\Sigma G_o^p = 15,02 \text{ т/ч.}$

Суммарный максимальный расход сетевой воды на горячее водоснабжение: $\Sigma G_{\text{звс}}^{\text{max}} = 13,44 \text{ т/ч.}$

Суммарный циркуляционный расход сетевой воды: $\Sigma G_{\text{ц}} = 6,29 \text{ т/ч.}$

Таблица 7 – Расчет тепловых потерь и расход воды в циркуляционных трубопроводах

Начальный узел участка наименование узла	Конечный узел участка наименование узла	Длина участка, м	$d_n, \text{ м}$	Температура, °C			Потери тепла, кВт	Расход воды $G_{\text{ц}}, \text{ м}^3/\text{ч}$
				t_n	t_k	t_o	$Q_{\text{т.п.}}$	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ЦТП-31	У1	1,5	0,089	65,0	60,0	20	0,041	0,007
ЦТП-31	У1	1,5	0,089	65,0	60,0	-39	0,099	0,017
У1	У2	1	0,089	65,0	60,0	20	0,028	0,005
У2	У2''	5	0,089	65,0	60,0	-39	0,329	0,058
У2''	Шубина, 76 ввод 1	1	0,018	65,0	60,0	20	0,006	0,001
У2''	У3	7	0,089	65,0	60,0	20	0,193	0,034
У3	Шубина, 76 ввод 2	1	0,018	65,0	60,0	20	0,006	0,001
У3	У4	69	0,089	65,0	60,0	-39	4,541	0,796
У4	У4''	28	0,038	65,0	60,0	-39	0,787	0,138
У4''	Тургенева, 126	15	0,038	65,0	60,0	20	0,176	0,031
У4''	Тургенева, 126	13	0,038	65,0	60,0	-39	0,365	0,064
У4	У5	14	0,038	65,0	60,0	-39	0,393	0,069
У5	Шубина, 87	5	0,032	65,0	60,0	-39	0,118	0,021
У5	Шубина, 89	12	0,032	65,0	60,0	-39	0,284	0,050
У4	У6	26	0,057	65,0	60,0	-39	1,096	0,192
У6	У7	14	0,057	65,0	60,0	-39	0,590	0,103
У7	Тургенева, 128	14	0,038	65,0	60,0	-39	0,393	0,069
У7	Тургенева, 130	1	0,038	65,0	60,0	-39	0,028	0,005
У6	У8	17	0,045	65,0	60,0	-39	0,566	0,099
У8	У9	15	0,032	65,0	60,0	-39	0,355	0,062
У9	У9''	5	0,032	65,0	60,0	-39	0,118	0,021
У9''	Шубина, 91	8	0,032	65,0	60,0	-39	0,189	0,033
У9	Шубина, 93	1	0,032	65,0	60,0	-39	0,024	0,004
У8	У10	31	0,045	65,0	60,0	-39	1,031	0,181
У10	У11	1	0,057	65,0	60,0	20	0,018	0,003
У10	У11	14	0,057	65,0	60,0	-39	0,590	0,103
У11	Тургенева, 134	3	0,032	65,0	60,0	20	0,030	0,005
У11	Тургенева, 132	3	0,032	65,0	60,0	20	0,030	0,005
У10	У12	16	0,038	65,0	60,0	-39	0,450	0,079
У12	У13	16	0,032	65,0	60,0	-39	0,379	0,066
У13	Шубина, 95	1	0,032	65,0	60,0	20	0,010	0,002
У13	Шубина, 97	5	0,032	65,0	60,0	20	0,050	0,009
У13	Шубина, 97	7	0,032	65,0	60,0	-39	0,166	0,029
У12	У14	23	0,038	65,0	60,0	-39	0,646	0,113
У14	У15	14	0,032	65,0	60,0	-39	0,331	0,058

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5	6	7	8	9
У15	Тургенева, 136	2	0,032	65,0	60,0	20	0,020	0,003
У15	Тургенева, 136	10	0,032	65,0	60,0	-39	0,237	0,041
У15	Тургенева, 138	2	0,032	65,0	60,0	-39	0,047	0,008
У15	Тургенева, 138	2	0,032	65,0	60,0	20	0,020	0,003
У15	Тургенева, 143	18	0,038	65,0	60,0	-39	0,506	0,089
У15	Тургенева, 143	4	0,038	65,0	60,0	20	0,047	0,008
У14	Тургенева, 142	31	0,038	65,0	60,0	-39	0,871	0,153
У1	У16	53	0,045	65,0	60,0	-39	1,763	0,309
У16	У17	14	0,045	65,0	60,0	-39	0,466	0,082
У17	Красноярская, 89	12	0,038	65,0	60,0	20	0,141	0,025
У17	Красноярская, 91	13	0,038	65,0	60,0	20	0,153	0,027
У16	У18	7	0,045	65,0	60,0	-39	0,233	0,041
У18	У19	13	0,032	65,0	60,0	-39	0,308	0,054
У19	Шубиния 78	1	0,045	65,0	60,0	20	0,014	0,002
У19	Шубина 80	1	0,038	65,0	60,0	20	0,012	0,002
У18	У20	37	0,032	65,0	60,0	-39	0,875	0,153
У20	У21	14	0,032	65,0	60,0	-39	0,331	0,058
У21	Красноярская, 95	1	0,028	65,0	60,0	20	0,009	0,002
У21	Красноярская, 93	1	0,028	65,0	60,0	20	0,009	0,002
У20	У22	3	0,038	65,0	60,0	-39	0,084	0,015
У22	У23	9	0,038	65,0	60,0	-39	0,253	0,044
У23	Шубина, 82	9	0,038	65,0	60,0	20	0,106	0,019
У23	Шубина, 84	4	0,038	65,0	60,0	20	0,047	0,008
У22	У30	19	0,032	65,0	60,0	-39	0,450	0,079
У30	ТК-1	49	0,038	65,0	60,0	-39	1,377	0,241
ТК-1	Красноярская, 112	5	0,038	65,0	60,0	-39	0,140	0,025
У30	Красноярская, 99	41	0,038	65,0	60,0	-39	1,152	0,202
ЦТП-31	ТК-2*	24	0,076	65,0	60,0	20	0,565	0,099
ТК-2*	У31	62	0,045	65,0	60,0	-39	2,063	0,362
У31	Красноярская, 100	1	0,028	65,0	60,0	-39	0,021	0,004
У31	У31**	39	0,028	65,0	60,0	-39	0,807	0,142
У31**	Красноярская, 100а	3	0,028	65,0	60,0	-39	0,062	0,011
ТК-2*	Красноярская, 87	15	0,032	65,0	60,0	-39	0,355	0,062
ТК-2*	У24	60	0,057	65,0	60,0	-39	2,529	0,443
У24	Красноярская, 85	3	0,039	65,0	60,0	-39	0,087	0,015
У24	У29	2	0,057	65,0	60,0	-39	0,084	0,015
У29	У27	77	0,039	65,0	60,0	-39	2,220	0,389
У27	Красноярская, 98	10	0,039	65,0	60,0	-39	0,288	0,051
У27	У27''	13	0,039	65,0	60,0	-39	0,375	0,066
У27''	Красноярская, 98а	10	0,032	65,0	60,0	20	0,099	0,017
У29	ТК3	15	0,057	65,0	60,0	-39	0,632	0,111
ТК3	Красноярская, 85а	1	0,057	65,0	60,0	-39	0,042	0,007
ТК3	ТК4	28	0,045	65,0	60,0	40	0,207	0,036
ТК4	У25''	5	0,045	65,0	60,0	40	0,037	0,006
У25''	Шубина, 74а	2	0,028	65,0	60,0	20	0,017	0,003
У25''	Шубина, 74	2	0,028	65,0	60,0	20	0,017	0,003
ТК4	У25	43	0,057	65,0	60,0	40	0,402	0,070
У25	Шубина, 85	4	0,028	65,0	60,0	-39	0,083	0,015
У25	У26	28	0,045	65,0	60,0	40	0,207	0,036
У26	Шубина, 85а	13	0,028	65,0	60,0	-39	0,269	0,047
У26	ТК5	25	0,038	65,0	60,0	40	0,156	0,027
ТК5	У28	3	0,028	65,0	60,0	-39	0,062	0,011
У28	Тургенева, 124а	9	0,028	65,0	60,0	20	0,078	0,014
У28	Тургенева, 124	2	0,028	65,0	60,0	20	0,017	0,003
Итого: Σ							35,91	6,29

Таблица 8 – Результаты расчета расходов сетевой воды

№	Адрес абонента	Расчетный расход воды на отопление, G_o^p , т/ч	Средний расчетный расход сетевой воды на ГВС, $G_{гвс}^{cp}$, т/ч	Максимальный расчетный часовой расход воды на ГВС, $G_{гвс}^{max}$, т/ч	Расход воды в циркуляционном трубопроводе ГВС, $G_{ц}$, т/ч
1	2	3	4	5	6
1	ул. Тургенева, 128	0,343	0,15	0,37	0,069
2	ул. Тургенева, 130	0,457	0,15	0,37	0,005
3	ул. Тургенева, 132	0,543	0,13	0,32	0,005
4	ул. Тургенева, 136	0,342	0,17	0,4	0,045
5	ул. Тургенева, 126	0,371	0,17	0,4	0,095
6	ул. Тургенева, 138	0,371	0,1	0,25	0,012
7	ул. Тургенева, 124	0,4	0,15	0,37	0,003
8	ул. Тургенева, 124а	0,686	0,15	0,37	0,014
9	ул. Тургенева, 134	0,342	0,10	0,25	0,005
10	ул. Тургенева, 142	0,3	0,16	0,38	0,153
11	ул. Шубина, 87	0,334	0,1	0,25	0,021
12	ул. Шубина, 89	0,417	0,13	0,32	0,050
13	ул. Шубина, 91	0,371	0,17	0,4	0,033
14	ул. Шубина, 93	0,417	0,16	0,38	0,004
15	ул. Шубина, 95	0,38	0,10	0,25	0,002
16	ул. Шубина, 97	0,414	0,15	0,37	0,038
17	ул. Шубина, 85	0,343	0,13	0,32	0,015
18	ул. Шубина, 85а	0,357	0,15	0,37	0,047
19	ул. Шубина, 76 ввод 1	0,186	0,07	0,18	0,001
20	ул. Шубина, 76 ввод 2	0,186	0,07	0,18	0,001
21	ул. Шубина, 80	0,343	0,17	0,4	0,002
22	ул. Шубина, 84	0,371	0,16	0,38	0,008
23	ул. Шубина, 74	0,363	0,15	0,37	0,003
24	ул. Шубина, 74а	0,343	0,15	0,37	0,003
25	ул. Шубина, 82	0,343	0,15	0,37	0,019
26	ул. Красноярская, 85	0,342	0,15	0,37	0,015
27	ул. Красноярская, 85а	0,342	0,15	0,37	0,007
28	ул. Красноярская, 87	0,342	0,15	0,37	0,062
29	ул. Красноярская, 89	0,342	0,15	0,37	0,025
30	ул. Красноярская, 93	0,351	0,13	0,32	0,002
31	ул. Красноярская, 91	0,371	0,17	0,4	0,027
32	ул. Красноярская, 95	0,371	0,17	0,4	0,002
33	ул. Красноярская, 112	0,337	0,13	0,32	0,025
34	ул. Красноярская, 98	0,351	0,15	0,37	0,051
35	ул. Красноярская, 98а	0,351	0,11	0,27	0,017
36	ул. Красноярская, 99	0,234	0,12	0,27	0,202
37	ул. Красноярская, 95	0,351	0,16	0,38	0,002
38	ул. Тургенева, 143	0,9	0,05	0,13	0,097
39	ул. Шубина, 78	0,371	0,15	0,37	0,002
40	ул. Красноярская, 100	0,071	0,003	0,008	0,004
41	ул. Красноярская, 100а	0,267	0,14	0,33	0,011
	Суммарный расчетный расход сетевой воды, ΣG , т/ч	15,02	5,51	13,44	6,29

Чтобы не допускать увеличения тепловой производительности водонагревателей, необходимых для длительного поддержания режима максимального водоразбора и уменьшения величины недогрева горячей воды, гидравлический расчет трубопроводов необходимо рассчитывать на пропуск максимального расчетного часового расхода воды с учетом циркуляционного расхода, который определяется по формуле [12]:

$$G_{\text{ц}} = G_{\text{звс}}^{\text{max}} \cdot (1 + K_{\text{ц}}), \text{ т/ч} \quad (18)$$

где $G_{\text{звс}}^{\text{max}}$ – максимальный расход сетевой воды на горячее водоснабжение т/ч, данные таблицы 8;

$K_{\text{ц}}$ – коэффициент, принимаемый по [7], в зависимости от отношения $\frac{G_{\text{звс}}^{\text{max}}}{G_{\text{ц}}}$.

Определяем значение коэффициента $K_{\text{ц}}$:

$$\frac{G_{\text{звс}}^{\text{max}}}{G_{\text{ц}}} = \frac{13,44}{6,29} = 2,14, \quad K_{\text{ц}} [7].$$

Следовательно, в соответствие с формулой (18), расчетные расходы воды на участках внутриквартальной сети не изменяются. Гидравлический расчет выполняем по максимальному расходу сетевой воды на горячее водоснабжение $G_{\text{звс}}^{\text{max}}$, т/ч.

Максимальные расчетные расходы воды на отопление и горячее водоснабжение для выполнения гидравлического расчета, определены по формулам (5), (14) и (16), значения из таблицы 8.

5.2 Методика гидравлического расчета тепловой сети

Потери давления на участке трубопровода складываются из линейных потерь (на трение) и потерь в местных сопротивлениях [8]:

$$\Delta p = \Delta p_{\text{мп}} + \Delta p_{\text{м}}, \text{ Па.}$$

Линейные потери давления пропорциональны длине труб и равны:

$$\Delta p_{\text{мп}} = R_{\text{л}} \cdot l, \text{ Па,}$$

где l – длина трубопровода, м;

R_{λ} – удельные потери давления на трение, Па/м.

Удельные линейные потери давления на трение определяем по формуле [8]:

$$R_{\lambda} = \frac{\lambda \cdot \omega^2 \cdot \rho}{2 \cdot d}, \text{ Па/м}, \quad (19)$$

где λ – коэффициент гидравлического трения;

ω – скорость теплоносителя, м/с;

ρ – плотность теплоносителя на рассчитываемом участке трубопровода, кг/м³;

d – внутренний диаметр трубы, м.

Скорость теплоносителя определяем по формуле:

$$\omega = \frac{4 \cdot G}{(3,6 \cdot \pi \cdot d^2 \cdot \rho)}, \text{ м/с}. \quad (20)$$

Коэффициент гидравлического трения в общем случае зависит от числа Рейнольдса (Re) и относительной эквивалентной шероховатости трубы (k_s/d). Величина эквивалентной шероховатости стенок труб действующих тепловых сетей определена при гидравлических испытаниях, $k_s=0,7$ мм.

Действительное число Рейнольдса [8]:

$$Re = \frac{w \cdot d}{\nu}, \quad (21)$$

где ν – кинематическая вязкость воды, м²/с.

Предельное число Рейнольдса, характеризующее границы переходной области и области квадратичного закона [8]:

$$Re_{np} = 568 \cdot \frac{d}{k_s}. \quad (22)$$

Коэффициент гидравлического трения при $Re > Re_{np}$ [8]:

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{k_s}{d} \right)^{0,25}. \quad (23)$$

Коэффициент гидравлического трения при $2300 < Re < Re_{np}$ [8]:

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{k_s}{d} + \frac{68}{\text{Re}} \right)^{0,25} \quad (24)$$

Потери давления в местных сопротивлениях определяем по формуле [8]:

$$\Delta p_M = \sum \xi \frac{\omega^2 \cdot \rho}{2}, \text{ Па/м},$$

где $\sum \xi$ - сумма коэффициентов местных сопротивлений.

Потери давления на участке так же могут определяться по формуле [8]:

$$\Delta p = R_{\lambda} \cdot l_{np}, \text{ Па},$$

где l_{np} – приведенная длина участка находим по формуле [8]:

$$l_{np} = l + l_{\text{э}}, \text{ м},$$

где $l_{\text{э}}$ – эквивалентная длина местных сопротивлений на участках, определяется в зависимости от наименования местных сопротивлений (задвижка, тройник при делении потоков, компенсаторы, внезапное сужение, отводы крутоизогнутые и т.д.) и значения наружных диаметров труб d , мм [8].

$$l_{\text{э}} = \frac{\sum \xi \cdot d}{\lambda}, \text{ м}, \quad (25)$$

где $\sum \xi$ – суммарный коэффициент местных сопротивлений на участке трубопровода[1].

При значениях эквивалентной шероховатости трубопроводов, отличных от $k_s=0,5\text{мм}$, на величину удельных потерь давления вводится поправочный коэффициент β [1]. В этом случае потери давления на участке определяются по формуле [1]:

$$\Delta p = R_{\lambda} \cdot (\beta \cdot l + l_{\text{э}}), \text{ Па}, \quad (26)$$

В линейных единицах потери давления составляют [8]

$$\Delta H = \frac{\Delta p}{\rho \cdot g}, \text{ м} \quad (27)$$

где g – ускорение свободного падения, м/с^2 .

Располагаемый напор в конечной точке участка тепловой сети на абонентском вводе:

$$\Delta H_k = H_p - (\Delta H_n + \Delta H_o), \text{ м} \quad (28)$$

где $\Delta H_n, \Delta H_o$ – потери напора в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети от источника;

H_p – располагаемый напор на выходе из ЦТП-31 принимаем 12 м.вод.ст., для обеспечения достаточного напора для создания циркуляции воды в местных системах.

Пример расчета:

главная магистраль, подающий трубопровод, участок тепловой сети от УТ-1 до УТ-2.

В ходе гидравлического расчета принимаем: в подающем трубопроводе Т1 при температуре $t_{11} = 105^\circ \text{C}$ плотность воды $\rho = 954,65 \text{ кг/м}^3$, кинематическая вязкость $\nu = 0,284 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$; в обратном трубопроводе при $t_{21} = 70^\circ \text{C}$ $\rho = 977,8 \text{ кг/м}^3$, $\nu = 0,416 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$; в трубопроводах горячего водоснабжения Т3 при средней температуре $t_3 = 62,5^\circ \text{C}$ $\rho = 981,55 \text{ кг/м}^3$, $\nu = 0,463 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$; в трубопроводах горячего водоснабжения Т4 при температуре $t_4 = 50^\circ \text{C}$ (принимаем выстывание воды в циркуляционном трубопроводе $\Delta t_4 = 10^\circ \text{C}$ $\rho = 988,1 \text{ кг/м}^3$, $\nu = 0,556 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ [8].

Внутренний диаметр трубопровода $d = 0,1 \text{ м}$.

Скорость теплоносителя определяем по формуле (20):

$$\omega = \frac{4 \cdot 10,116}{3,6 \cdot 3,14 \cdot 0,1^2 \cdot 954,65} = 0,375 \text{ м/с}.$$

Действительное число Рейнольдса по формуле (21):

$$\text{Re} = \frac{0,375 \cdot 0,1}{0,284 \cdot 10^{-6}} = 132042.$$

Предельное число Рейнольдса по формуле (22):

$$\text{Re}_{np} = 568 \cdot \frac{0,1}{7 \cdot 10^{-4}} = 81142.$$

Коэффициент гидравлического трения при $\text{Re} > \text{Re}_{np}$ по формуле (23):

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{k_s}{d} \right)^{0,25} = 0,11 \cdot \left(\frac{7 \cdot 10^{-4}}{0,1} \right) = 0,032.$$

Удельные линейные потери давления на трение определяем по формуле (19):

$$R_{\lambda} = \frac{\lambda \cdot \omega^2 \cdot \rho}{2 \cdot d} = \frac{0,032 \cdot 0,375 \cdot 954,65}{2 \cdot 0,1} = 21,35 \text{ Па/м.}$$

Суммарный коэффициент местных сопротивлений $\sum \xi$ на участке трубопровода от УТ-1 до УТ-2, в зависимости от наименования местных сопротивлений, определены по [1] и занесены в таблицу 9.

Таблица 9 – Местные сопротивления на участке УТ-1 до УТ-2 (подающий трубопровод)

Участок	d, мм	Наименование коэффициента местного сопротивления	Количество, шт	ξ	$\sum \xi$
УТ-1 до УТ-2	100	отвод 90°	3	0,5	1,5
	100	тройник разветвление потока на ответвление	3	1,5	4,5
	100	клапан «Косва»	1	3	3
	Итого на участке:				9

Эквивалентная длина местных сопротивлений на участках по формуле (25):

$$l_{\Sigma} = \frac{9 \cdot 0,1}{0,032} = 28,13 \text{ м.}$$

Удельные потери давления с учетом поправочного коэффициента β [1] по формуле (26):

$$\Delta p = 21,35 \cdot (1,11 \cdot 1 + 28,13) = 627,71 \text{ Па.}$$

В линейных единицах потери давления по формуле (27):

$$\Delta H = \frac{\Delta p}{\rho \cdot g} = \frac{627,71}{954,65 \cdot 9,81} = 0,067 \text{ м.}$$

Располагаемый напор в конечной точке участка тепловой сети УТ-1 до УТ-2 на абонентском вводе по формуле (28):

$$\Delta H_{\kappa} = 12 - (0,302 + 0,305) = 11,39 \text{ м,}$$

где ΔH_n , ΔH_o – потери напора в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети от источника определяем по формулам:

$$\Delta H_n = H^n_{\text{ЦТП31-УТ1}} + H^o_{\text{УТ1-УТ2}} = 0,235 + 0,067 = 0,302 \text{ м},$$

где $H^n_{\text{ЦТП31-УТ1}}$ – потери напора в подающем трубопроводе на предшествующем участке от ЦТП 31 до УТ-1, определены по формулам (19) – (27).

$$\Delta H_o = H^n_{\text{ЦТП31-УТ1}} + H^o_{\text{УТ1-УТ2}} = 0,220 + 0,085 = 0,305 \text{ м},$$

где $H^o_{\text{ЦТП31-УТ1}}$ – потери напора в обратном трубопроводе на предшествующем участке от ЦТП 31 до УТ-1, определены по формулам (19) – (27).

$$\Delta H_k = 12 - (0,302 + 0,305) = 11,39 \text{ м}.$$

Расчет следующих участков подающего и обратного трубопроводов на отопление проводится аналогично. Результаты расчета сводим в таблицу 10.

Гидравлический расчет трубопроводов горячего водоснабжения проводится аналогично расчету трубопроводов на отопление по формулам (19) - (28).

Результаты расчета сводим в таблицу 11.

Таблица 10– Результаты гидравлического расчета участков трубопроводов на отопление от ЦТП-31

Начальный узел участка наименование узла	Конечный узел участка наименование узла	Признак трубопровода	Длина участка трубопровода, м	Внутренний диаметр трубопровода участка, м	Скорость потока воды на участке, м/с	Расход воды на участке, т/ч	Потери напора удельные линейные, Па/м	Поправочный коэффициент, β	Эквивалентная длина, м	Приведенная длина, м	Удельные потери давления на участке, Па	Потери напора на участке, м	ΣΔН от источника, м	Конечный узел располагаемый напор, м	Конечный узел пьезометрический напор, м	Конечный узел геодезическая отметка местности, м	Конечный узел полный напор, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
ЦТП-31	У1	T1	3	0,100	0,80	15,02	97,20	1,11	15,71	19,04	1851,11	0,235	0,235	11,55	50,77	156	206,77
ЦТП-31	У1	T2	3	0,100	0,78	15,02	94,64	1,11	18,23	21,56	2040,34	0,220	0,220		39,22	156	195,22
У1	У2	T1	1	0,100	0,375	10,12	21,35	1,11	28,29	29,40	627,71	0,067	0,302	11,39	50,70	156	206,70
У1	У2	T2	1	0,100	0,366	10,12	20,85	1,11	38,03	39,14	815,97	0,085	0,305		39,31	156	195,31
У2	У2''	T1	5	0,100	0,360	6,67	19,68	1,11	4,71	10,26	202,03	0,022	0,324	11,35	49,68	157	206,68
У2	У2''	T2	5	0,100	0,360	6,67	20,70	1,11	4,59	10,14	209,95	0,022	0,327		38,33	157	195,33
У2''	Шубина, 76 ввод 1	T1	1	0,032	0,170	0,186	18,94	1,14	2,91	4,05	76,76	0,008	0,332	11,33	49,67	157	206,67
У2''	Шубина, 76 ввод 1	T2	1	0,032	0,170	0,186	19,70	1,14	3,01	4,15	81,80	0,009	0,335		38,34	157	195,34
У2''	У3	T1	7	0,100	0,340	6,49	17,56	1,11	10,37	18,14	318,50	0,034	0,358	11,28	49,64	157	206,64
У2''	У3	T2	7	0,100	0,340	6,49	18,49	1,11	9,47	17,24	318,90	0,033	0,360		38,36	157	195,36
У3	Шубина, 76 ввод 2	T1	1	0,032	0,170	0,186	18,94	1,14	2,91	4,05	76,76	0,008	0,366	11,27	49,63	157	206,63
У3	Шубина, 76 ввод 2	T2	1	0,032	0,170	0,186	19,70	1,14	2,87	4,01	78,98	0,008	0,368		38,37	157	195,37
У3	У4	T1	69	0,100	0,330	6,302	16,54	1,11	76,37	152,96	2529,85	0,270	0,628	10,75	45,37	161	206,37
У3	У4	T2	69	0,100	0,320	6,302	16,41	1,11	76,88	153,47	2518,41	0,263	0,623		34,62	161	195,62
У4	У4''	T1	28	0,041	0,110	0,371	5,60	1,13	44,34	75,98	425,58	0,045	0,673	10,66	45,33	161	206,33
У4	У4''	T2	28	0,041	0,110	0,371	5,74	1,13	44,34	75,98	435,90	0,045	0,668		34,67	161	195,67
У4''	Тургенева, 126	T1	28	0,039	0,120	0,371	7,47	1,13	43,23	74,87	559,49	0,060	0,733	10,54	44,27	162	206,27
У4''	Тургенева, 126	T2	28	0,039	0,120	0,371	7,82	1,13	41,44	73,08	571,12	0,060	0,728		33,73	162	195,73

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
У4	У5	T1	14	0,051	0,140	0,751	7,22	1,12	20,72	36,40	262,97	0,028	0,656	10,69	48,34	158	206,34
У4	У5	T2	14	0,051	0,140	0,751	7,54	1,12	20,34	36,02	271,50	0,028	0,651		37,65	158	195,65
У5	Шубина, 87	T1	5	0,032	0,160	0,334	16,81	1,14	9,45	15,15	254,67	0,027	0,683	10,64	48,32	158	206,32
У5	Шубина, 87	T2	5	0,032	0,160	0,334	17,50	1,14	9,30	15,00	262,48	0,027	0,678		37,68	158	195,68
У5	Шубина, 89	T1	12	0,032	0,200	0,417	26,07	1,14	21,24	34,92	910,33	0,097	0,753	10,50	48,25	158	206,25
У5	Шубина, 89	T2	12	0,032	0,200	0,417	27,07	1,14	20,59	34,27	927,67	0,097	0,748		37,75	158	195,75
У4	У6	T1	26	0,100	0,270	5,180	11,34	1,11	38,04	66,90	758,87	0,081	0,709	10,59	45,29	161	206,29
У4	У6	T2	26	0,100	0,270	5,180	11,74	1,11	34,90	63,76	748,76	0,078	0,701		34,70	161	195,70
У6	У7	T1	14	0,051	0,150	0,800	8,27	1,12	21,43	37,11	306,89	0,033	0,742	10,53	45,26	161	206,26
У6	У7	T2	14	0,051	0,150	0,800	8,62	1,12	20,04	35,72	307,87	0,032	0,733		34,73	161	195,73
У7	Тургенева, 128	T1	14	0,032	0,170	0,343	18,94	1,14	22,58	38,54	729,84	0,078	0,819	10,37	44,18	162	206,18
У7	Тургенева, 128	T2	14	0,032	0,170	0,343	19,70	1,14	21,87	37,83	745,38	0,078	0,811		33,81	162	195,81
У7	Тургенева, 130	T1	1	0,032	0,220	0,457	31,46	1,14	3,45	4,59	144,44	0,015	0,757	10,49	45,24	161	206,24
У7	Тургенева, 130	T2	1	0,032	0,220	0,457	32,63	1,14	3,41	4,55	148,41	0,015	0,748		34,75	161	195,75
У6	У8	T1	17	0,070	0,470	4,38	52,40	1,12	22,44	41,48	2173,30	0,232	0,941	10,14	46,06	160	206,06
У6	У8	T2	17	0,070	0,460	4,38	52,50	1,12	21,48	40,52	2127,25	0,222	0,923		35,92	160	195,92
У8	У9	T1	15	0,051	0,150	0,788	8,27	1,12	18,18	34,98	289,30	0,031	0,972	10,07	48,03	158	206,03
У8	У9	T2	15	0,051	0,150	0,788	8,62	1,12	17,87	34,67	298,82	0,031	0,954		37,95	158	195,95
У9	У9``	T1	5	0,051	0,070	0,371	1,88	1,12	6,23	11,83	22,20	0,002	0,974	10,07	47,03	159	206,03
У9	У9``	T2	5	0,051	0,070	0,371	1,98	1,12	6,04	11,64	23,08	0,002	0,956		36,96	159	195,96
У9``	Шубина, 91	T1	8	0,039	0,120	0,371	7,47	1,13	11,04	20,08	150,04	0,016	0,990	10,04	47,01	159	206,01
У9``	Шубина, 91	T2	8	0,039	0,120	0,371	7,82	1,13	10,81	19,85	155,13	0,016	0,972		36,97	159	195,97
У9	Шубина, 93	T1	1	0,051	0,080	0,417	2,43	1,12	2,52	3,64	8,83	0,001	0,973	10,07	48,02	158	206,02
У9	Шубина, 93	T2	1	0,051	0,080	0,417	2,56	1,12	2,45	3,57	9,12	0,001	0,955		37,96	158	195,96

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
У8	У10	T1	31	0,070	0,390	3,592	36,08	1,12	44,07	78,79	2842,58	0,304	1,244	9,54	43,76	162	205,76
У8	У10	T2	31	0,070	0,380	3,592	35,98	1,12	42,19	76,91	2767,05	0,288	1,211		34,21	162	196,21
У10	У11	T1	15	0,051	0,170	0,885	10,57	1,12	18,92	35,72	377,67	0,040	1,285	9,46	44,72	161	205,72
У10	У11	T2	15	0,051	0,170	0,885	11,00	1,12	18,62	35,42	389,71	0,041	1,252		35,25	161	196,25
У11	Тургенева, 134	T1	3	0,039	0,110	0,342	6,31	1,13	6,41	9,80	61,81	0,007	1,291	9,45	44,71	161	205,71
У11	Тургенева, 134	T2	3	0,039	0,110	0,342	6,60	1,13	6,27	9,66	63,80	0,007	1,258		35,26	161	196,26
У11	Тургенева, 132	T1	3	0,051	0,100	0,543	3,75	1,12	6,37	9,73	36,45	0,004	1,289	9,46	44,71	161	205,71
У11	Тургенева, 132	T2	3	0,051	0,100	0,543	3,93	1,12	6,22	9,58	37,65	0,004	1,256		35,26	161	196,26
У10	У12	T1	16	0,051	0,580	2,71	118,54	1,12	23,10	41,02	4862,04	0,519	1,764	8,54	43,24	162	205,24
У10	У12	T2	16	0,051	0,560	2,71	113,19	1,12	23,10	41,02	4642,42	0,484	1,695		34,70	162	196,70
У12	У13	T1	16	0,051	0,170	0,794	10,57	1,12	19,57	37,49	396,41	0,042	1,806	8,46	46,19	159	205,19
У12	У13	T2	16	0,051	0,170	0,794	11,00	1,12	19,26	37,18	409,10	0,043	1,738		37,74	159	196,74
У13	Шубина, 95	T1	1	0,051	0,080	0,38	2,43	1,12	2,52	3,64	8,83	0,001	1,807	8,45	46,19	159	205,19
У13	Шубина, 95	T2	1	0,051	0,080	0,38	2,56	1,12	2,45	3,57	9,12	0,001	1,739		37,74	159	196,74
У13	Шубина, 97	T1	12	0,039	0,150	0,414	11,57	1,13	18,57	32,13	371,62	0,040	1,846	8,38	46,15	159	205,15
У13	Шубина, 97	T2	12	0,039	0,150	0,414	12,05	1,13	18,25	31,81	383,46	0,040	1,778		37,78	159	196,78
У12	У14	T1	23	0,051	0,410	1,91	60,21	1,12	31,45	57,21	3444,59	0,368	2,131	7,84	43,87	161	204,87
У12	У14	T2	23	0,051	0,390	1,91	56,27	1,12	31,19	56,95	3204,39	0,334	2,029		36,03	161	197,03
У14	У15	T1	14	0,032	0,870	1,61	477,62	1,14	23,84	39,80	19006,9	2,030	4,161	4,00	41,84	161	202,84
У14	У15	T2	14	0,032	0,820	1,61	434,59	1,14	23,96	39,92	17347,1	1,808	3,838		37,84	161	198,84
У15	Тургенева, 136	T1	12	0,032	0,170	0,342	18,94	1,14	24,04	37,72	714,26	0,076	4,237	3,85	41,76	161	202,76
У15	Тургенева, 136	T2	12	0,032	0,170	0,342	19,70	1,14	23,67	37,35	735,78	0,077	3,914		37,91	161	198,91
У15	Тургенева, 138	T1	4	0,032	0,220	0,371	31,46	1,14	7,34	11,90	374,47	0,040	4,201	3,92	41,80	161	202,80
У15	Тургенева, 138	T2	4	0,032	0,220	0,371	32,63	1,14	7,11	11,67	380,68	0,040	3,877		37,88	161	198,88

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
У15	Тургенева, 143	T1	22	0,032	0,480	0,900	145,39	1,14	1,10	26,18	3805,78	0,406	4,567	3,26	40,43	162	202,43
У15	Тургенева, 143	T2	22	0,032	0,430	0,900	122,22	1,14	1,04	26,12	3191,81	0,333	4,170		37,17	162	199,17
У14	Тургенева, 142	T1	31	0,039	0,120	0,300	7,47	1,13	42,31	77,34	577,95	0,062	2,193	7,72	43,81	161	204,81
У14	Тургенева, 142	T2	31	0,039	0,120	0,300	7,82	1,13	40,54	75,57	590,57	0,062	2,091		36,09	161	197,09
У1	У16	T1	53	0,1	0,18	3,434	5,10	1,11	45,49	104,32	531,97	0,070	0,305	11,41	50,70	156	206,70
У1	У16	T2	53	0,1	0,17	3,434	4,74	1,11	28,31	87,14	413,19	0,061	0,281		39,28	156	195,28
У16	У17	T1	14	0,051	0,13	0,713	6,25	1,12	11,62	27,30	170,58	0,025	0,330	11,36	52,67	154	206,67
У16	У17	T2	14	0,051	0,13	0,713	6,53	1,12	0,09	15,77	102,92	0,025	0,306		41,31	154	195,31
У17	Красноярс кая, 89	T1	12	0,039	0,11	0,342	6,31	1,13	10,08	23,64	149,04	0,025	0,355	11,31	52,65	154	206,65
У17	Красноярс кая, 89	T2	12	0,039	0,11	0,342	6,60	1,13	9,85	23,41	154,62	0,025	0,331		41,33	154	195,33
У17	Красноярс кая, 91	T1	13	0,039	0,11	0,371	6,31	1,13	14,66	29,35	185,04	0,028	0,358	11,31	52,64	154	206,64
У17	Красноярс кая, 91	T2	13	0,039	0,11	0,371	6,60	1,13	14,33	29,02	191,67	0,028	0,334		41,33	154	195,33
У16	У18	T1	7	0,1	0,14	2,721	3,11	1,11	4,51	12,28	38,23	0,006	0,311	11,40	48,69	156	204,69
У16	У18	T2	7	0,1	0,13	2,721	2,81	1,11	4,41	12,18	34,25	0,005	0,286		37,29	156	193,29
У18	У19	T1	13	0,039	0,23	0,714	26,07	1,13	11,14	25,83	673,32	0,109	0,420	11,19	47,58	157	204,58
У18	У19	T2	13	0,039	0,23	0,714	27,80	1,13	10,23	24,92	692,91	0,109	0,395		36,40	157	193,40
У19	Шубина 78	T1	1	0,051	0,07	0,371	1,88	1,12	6,23	7,35	13,80	0,002	0,422	11,18	47,58	157	204,58
У19	Шубина 78	T2	1	0,051	0,07	0,371	1,98	1,12	6,04	7,16	14,20	0,002	0,397		36,40	157	193,40
У19	Шубина 80	T1	1	0,039	0,11	0,343	6,31	1,13	1,83	2,96	18,68	0,003	0,423	11,18	47,58	157	204,58
У19	Шубина 80	T2	1	0,039	0,11	0,343	6,60	1,13	1,79	2,92	19,29	0,003	0,398		36,40	157	193,40
У18	У20	T1	37	0,1	0,11	2,007	1,94	1,11	8,92	49,99	97,14	0,018	0,329	11,37	49,67	155	204,67
У18	У20	T2	37	0,1	0,1	2,007	1,69	1,11	17,32	58,39	98,88	0,014	0,300		38,30	155	193,30
У20	У21	T1	14	0,051	0,14	0,722	7,22	1,12	7,77	23,45	169,41	0,029	0,358	11,31	49,64	155	204,64
У20	У21	T2	14	0,051	0,14	0,722	7,54	1,12	7,63	23,31	175,68	0,029	0,329		38,33	155	193,33

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
У21	Красноярская, 95	T1	1	0,051	0,07	0,371	1,88	1,12	4,99	6,11	11,46	0,001	0,359	11,31	49,64	155	204,64
У21	Красноярская, 95	T2	1	0,051	0,07	0,371	1,98	1,12	4,83	5,95	11,80	0,001	0,330		38,33	155	193,33
У21	Красноярская, 93	T1	1	0,039	0,12	0,351	7,47	1,13	2,76	3,89	29,06	0,004	0,362	11,31	50,64	154	204,64
У21	Красноярская, 93	T2	1	0,039	0,12	0,351	7,82	1,13	2,70	3,83	29,95	0,004	0,333		39,33	154	193,33
У20	У22	T1	3	0,1	0,07	1,285	0,81	1,11	11,57	14,90	12,05	0,001	0,330	11,37	48,67	155	203,67
У20	У22	T2	3	0,1	0,06	1,285	0,64	1,11	11,05	14,38	9,16	0,001	0,301		37,30	155	192,30
У22	У23	T1	9	0,051	0,12	0,714	5,34	1,12	11,58	21,66	115,73	0,013	0,343	11,34	46,66	157	203,66
У22	У23	T2	9	0,051	0,12	0,714	5,59	1,12	11,34	21,42	119,69	0,013	0,314		35,31	157	192,31
У23	Шубина, 82	T1	9	0,039	0,11	0,343	6,31	1,13	8,24	18,41	116,11	0,009	0,352	11,32	45,65	158	203,65
У23	Шубина, 82	T2	9	0,039	0,11	0,343	6,60	1,13	7,17	17,34	114,49	0,019	0,333		34,33	158	192,33
У23	Шубина, 84	T1	4	0,051	0,05	0,371	0,98	1,12	12,14	16,62	16,34	0,001	0,344	11,34	47,66	157	204,66
У23	Шубина, 84	T2	4	0,051	0,05	0,371	1,05	1,12	11,68	16,16	16,91	0,001	0,315		36,32	157	193,32
У22	У30	T1	19	0,1	0,04	0,571	0,28	1,11	27,57	48,66	13,48	0,001	0,331	11,37	47,67	156	203,67
У22	У30	T2	19	0,1	0,03	0,571	0,17	1,11	45,71	66,80	11,57	0,001	0,302		36,30	156	192,30
У30	ТК-1*	T1	49	0,1	0,02	0,337	0,08	1,11	0,00	54,39	4,10	0,001	0,332	11,37	49,67	154	203,67
У30	ТК-1*	T2	49	0,1	0,02	0,337	0,08	1,11	0,00	54,39	4,46	0,001	0,303		38,30	154	192,30
ТК-1*	Красноярская, 112	T1	5	0,039	0,11	0,337	6,31	1,13	4,58	10,23	64,51	0,010	0,342	11,35	49,66	154	203,66
ТК-1*	Красноярская, 112	T2	5	0,039	0,11	0,337	6,60	1,13	4,48	10,13	66,89	0,010	0,313		38,31	154	192,31
У30	Красноярская, 99	T1	41	0,032	0,11	0,234	7,64	1,14	15,89	62,63	478,16	0,440	0,771	10,82	47,23	156	203,23
У30	Красноярская, 99	T2	41	0,032	0,11	0,234	8,46	1,14	11,19	57,93	489,92	0,106	0,408		36,41	156	192,41
ЦТП-31	ТК-2*	T1	24	0,1	0,27	4,558	11,62	1,11	0,00	26,64	309,54	0,087	0,087	11,83	51,91	155	206,91
ЦТП-31	ТК-2*	T2	24	0,1	0,27	4,558	11,80	1,11	0,00	26,64	314,30	0,087	0,087		40,09	155	195,09

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
ТК-2*	У31	T1	62	0,07	0,11	0,338	3,14	1,12	41,67	111,11	348,70	0,044	0,131	11,74	45,87	161	206,87
ТК-2*	У31	T2	62	0,07	0,11	0,338	3,22	1,12	40,01	109,45	352,87	0,044	0,131		34,13	161	195,13
У31	Красноярская, 100	T1	1	0,032	0,03	0,071	0,70	1,14	9,32	10,46	7,30	0,001	0,132	11,74	52,87	154	206,87
У31	Красноярская, 100	T2	1	0,032	0,03	0,071	0,74	1,14	8,86	10,00	7,37	0,001	0,132		41,13	154	195,13
У31	У31**	T1	39	0,051	0,2	0,267	15,33	1,12	0,00	43,68	669,83	0,114	0,245	11,51	54,75	152	206,75
У31	У31**	T2	39	0,051	0,2	0,267	15,62	1,12	0,00	43,68	682,20	0,114	0,245		43,25	152	195,25
У31**	Красноярская, 100а	T1	3	0,032	0,13	0,267	11,90	1,14	0,00	3,42	40,68	0,009	0,254	11,49	54,75	152	206,75
У31**	Красноярская, 100а	T2	3	0,032	0,13	0,267	12,19	1,14	0,00	3,42	41,68	0,009	0,254		43,26	152	195,26
ТК-2*	Красноярская, 87	T1	15	0,032	0,17	0,342	20,31	1,14	0,00	17,10	347,35	0,092	0,179	11,64	51,82	155	206,82
ТК-2*	Красноярская, 87	T2	15	0,032	0,17	0,342	20,73	1,14	0,00	17,10	354,45	0,092	0,179		40,18	155	195,18
ТК-2*	У24	T1	60	0,1	0,2	3,878	6,79	1,11	0,00	66,60	452,33	0,089	0,176	11,65	51,82	155	206,82
ТК-2*	У24	T2	60	0,1	0,2	3,878	6,92	1,11	0,00	66,60	460,62	0,089	0,176		40,18	155	195,18
У24	Красноярская, 85	T1	3	0,039	0,12	0,342	8,16	1,13	15,68	19,07	155,66	0,008	0,184	11,63	53,82	153	206,82
У24	Красноярская, 85	T2	3	0,039	0,12	0,342	8,37	1,13	15,36	18,75	156,94	0,008	0,184		42,18	153	195,18
У24	У29	T1	2	0,1	0,18	3,536	5,62	1,11	45,49	47,71	268,08	0,004	0,180	11,64	51,82	155	206,82
У24	У29	T2	2	0,1	0,18	3,536	5,73	1,11	44,82	47,04	269,45	0,004	0,180		40,18	155	195,18
У29	У27	T1	77	0,039	0,29	0,702	47,12	1,13	1,89	88,90	4189,50	0,945	1,125	9,75	55,88	150	205,88
У29	У27	T2	77	0,039	0,29	0,702	47,80	1,13	1,88	88,89	4248,73	0,945	1,125		46,13	150	196,13
У27	Красноярская, 98	T1	10	0,039	0,17	0,351	16,58	1,13	18,66	29,96	496,70	0,050	1,175	9,65	55,83	150	205,83
У27	Красноярская, 98	T2	10	0,039	0,17	0,351	16,92	1,13	18,37	29,67	501,83	0,050	1,175		46,18	150	196,18
У27	У27``	T1	13	0,039	0,11	0,351	7,13	1,13	21,62	36,31	258,91	0,026	1,201	9,60	56,80	149	205,80
У27	У27``	T2	13	0,039	0,11	0,351	7,32	1,13	21,14	35,83	262,39	0,026	1,201		47,20	149	196,20
У27``	Красноярская, 98а	T1	10	0,028	0,22	0,351	42,40	1,14	19,58	30,98	1313,70	0,125	1,326	9,35	56,67	149	205,67
У27``	Красноярская, 98а	T2	10	0,028	0,22	0,351	43,12	1,14	19,44	30,84	1329,68	0,125	1,326		47,33	149	196,33

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
У29	ТКЗ	T1	15	0,082	0,2	2,834	9,25	1,11	78,36	95,01	878,81	0,033	0,213	11,57	51,79	155	206,79
У29	ТКЗ	T2	15	0,082	0,2	2,834	9,42	1,11	77,29	93,94	884,65	0,033	0,213		40,21	155	195,21
ТКЗ	Красноярская, 85а	T1	1	0,051	0,07	0,342	2,18	1,12	12,47	13,59	29,57	0,001	0,214	11,57	51,79	155	206,79
ТКЗ	Красноярская, 85а	T2	1	0,051	0,07	0,342	2,25	1,12	11,85	12,97	29,23	0,001	0,214		40,21	155	195,21
ТКЗ	ТК4	T1	28	0,082	0,18	2,492	7,64	1,11	3,43	34,51	263,81	0,046	0,259	11,48	50,74	156	206,74
ТКЗ	ТК4	T2	28	0,082	0,18	2,492	7,79	1,11	3,26	34,34	267,60	0,046	0,259		39,26	156	195,26
ТК4	У25``	T1	5	0,039	0,23	0,706	31,63	1,13	43,31	48,96	1548,66	0,045	0,304	11,39	50,70	156	206,70
ТК4	У25``	T2	5	0,039	0,23	0,706	32,15	1,13	41,86	47,51	1527,32	0,045	0,304		39,30	156	195,30
У25``	Шубина, 74а	T1	2	0,039	0,11	0,343	7,50	1,13	1,83	4,09	30,68	0,005	0,309	11,38	51,69	155	206,69
У25``	Шубина, 74а	T2	2	0,039	0,11	0,343	7,70	1,13	1,79	4,05	31,19	0,005	0,309		40,31	155	195,31
У25``	Шубина, 74	T1	2	0,028	0,23	0,363	48,65	1,14	13,63	15,91	773,86	0,032	0,336	11,33	50,66	156	206,66
У25``	Шубина, 74	T2	2	0,028	0,23	0,363	49,44	1,14	13,22	15,50	766,19	0,032	0,336		39,34	156	195,34
ТК4	У25	T1	43	0,082	0,13	1,786	4,17	1,11	33,89	81,62	340,45	0,034	0,293	11,41	47,71	159	206,71
ТК4	У25	T2	43	0,082	0,13	1,786	4,27	1,11	33,23	80,96	345,77	0,034	0,293		36,29	159	195,29
У25	Шубина, 85	T1	4	0,028	0,22	0,343	45,28	1,14	0,00	4,56	206,49	0,056	0,349	11,30	47,65	159	206,65
У25	Шубина, 85	T2	4	0,028	0,22	0,343	46,04	1,14	0,00	4,56	209,95	0,056	0,349		36,35	159	195,35
У25	У26	T1	28	0,051	0,26	1,443	30,00	1,12	0,00	31,36	940,74	0,188	0,481	11,04	46,52	160	206,52
У25	У26	T2	28	0,051	0,26	1,443	30,45	1,12	0,00	31,36	954,81	0,188	0,481		35,48	160	195,48
У26	Шубина, 85а	T1	13	0,028	0,23	0,357	50,22	1,14	0,00	14,82	744,28	0,172	0,653	10,69	48,35	158	206,35
У26	Шубина, 85а	T2	13	0,028	0,23	0,357	51,03	1,14	0,00	14,82	756,32	0,172	0,653		37,65	158	195,65
У26	ТК5	T1	25	0,051	0,19	1,086	16,41	1,12	0,00	28,00	459,61	0,094	0,575	10,85	47,43	159	206,43
У26	ТК5	T2	25	0,051	0,19	1,086	16,72	1,12	0,00	28,00	468,05	0,094	0,575		36,58	159	195,58

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
TK5	У28	T1	3	0,039	0,32	1,086	64,76	1,13	16,18	19,57	1267,11	0,046	0,621	10,76	47,38	159	206,38
TK5	У28	T2	3	0,039	0,32	1,086	65,60	1,13	16,03	19,42	1274,00	0,046	0,621		36,62	159	195,62
У28	Тургенева, 124а	T1	9	0,039	0,2	0,686	25,79	1,13	14,07	24,24	625,06	0,060	0,681	10,64	46,32	160	206,32
У28	Тургенева, 124а	T2	9	0,039	0,2	0,686	26,24	1,13	13,88	24,05	631,09	0,060	0,681		35,68	160	195,68
У28	Тургенева, 124	T1	2	0,039	0,13	0,4	11,15	1,13	1,85	4,11	45,80	0,007	0,628	10,74	46,37	160	206,37
У28	Тургенева, 124	T2	2	0,039	0,13	0,4	11,42	1,13	1,81	4,07	46,48	0,007	0,628		35,63	160	195,63

Таблица 11 – Результаты гидравлического расчета участков трубопроводов на ГВС от ЦТП-31

Начальный узел участка наименование узла	Конечный узел участка наименование узла	Признак трубопровода	Длина участка трубопровода, м	Внутренний диаметр трубопровода участка, м	Скорость потока воды на участке, м/с	Расход воды на участке, т/ч	Потери напора удельные линейные, Па·м	Поправочный коэффициент, β	Эквивалентная длина, м	Приведенная длина, м	Удельные потери давления на участке, Па	Потери напора на участке, м	ΣΔH от источника, м	Конечный узел располагаемый напор, м	Конечный узел пъезметрический напор, м	Конечный узел геодезическая отметка местности, м	Конечный узел полный напор, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
ЦТП-31	У1	T3	3	0,082	0,721	13,44	103,91	1,11	12,88	16,21	1683,89	0,175	0,175	4,79	49,83	156	205,83
ЦТП-31	У1	T4	3	0,082	0,335	6,29	22,64	1,11	12,88	16,21	366,84	0,038	0,038		45,04	156	201,04
У1	У2	T3	1	0,082	0,472	8,800	44,55	1,11	1,23	2,34	104,07	0,011	0,186	4,77	49,81	156	205,81
У1	У2	T4	1	0,082	0,224	4,205	10,10	1,11	1,23	2,34	23,61	0,002	0,040		45,04	156	201,04
У2	У2''	T3	5	0,082	0,279	5,200	15,55	1,11	7,36	12,91	200,77	0,021	0,207	4,75	48,79	157	205,79
У2	У2''	T4	5	0,082	0,150	2,810	4,87	1,11	6,81	12,36	60,25	0,006	0,046		44,05	157	201,05
У2''	Шубина, 76 ввод 1	T3	1	0,015	0,288	0,180	144,27	1,14	18,39	19,53	2817,89	0,293	0,499	4,43	48,50	157	205,50
У2''	Шубина, 76 ввод 1	T4	1	0,015	0,080	0,001	12,26	1,14	16,76	17,90	219,50	0,023	0,069		44,07	157	201,07
У2''	У3	T3	7	0,082	0,269	5,020	14,50	1,11	1,23	9,00	130,41	0,002	0,209	4,74	48,79	157	205,79
У2''	У3	T4	7	0,082	0,147	2,751	4,68	1,11	1,13	8,90	41,65	0,002	0,048		44,05	157	201,05
У3	Шубина, 76 ввод 2	T3	1	0,015	0,288	0,180	144,27	1,14	1,41	2,55	368,58	0,038	0,247	4,70	48,75	157	205,75
У3	Шубина, 76 ввод 2	T4	1	0,015	0,080	0,001	12,26	1,14	1,29	2,43	29,79	0,003	0,052		44,05	157	201,05
У3	У4	T3	69	0,082	0,259	4,840	13,48	1,11	1,23	77,82	1048,62	0,002	0,211	4,74	44,79	161	205,79
У3	У4	T4	69	0,082	0,145	2,716	4,56	1,11	1,13	77,72	354,67	0,002	0,050		40,05	161	201,05
У4	У4''	T3	28	0,032	0,141	0,400	12,87	1,14	2,27	34,19	439,90	0,046	0,256	4,68	44,74	161	205,74
У4	У4''	T4	28	0,032	0,081	0,233	4,34	1,14	2,27	34,19	148,27	0,015	0,066		40,07	161	201,07
У4''	Тургенева, 126	T3	28	0,032	0,141	0,400	13,79	1,14	7,06	38,98	537,50	0,056	0,312	4,62	43,69	162	205,69
У4''	Тургенева, 126	T4	28	0,032	0,033	0,095	0,92	1,14	5,94	37,86	34,75	0,004	0,069		39,07	162	201,07

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
У4	У5	Т3	14	0,032	0,201	0,570	27,48	1,14	4,31	20,27	557,19	0,058	0,268	4,68	47,73	158	205,73
У4	У5	Т4	14	0,032	0,049	0,140	1,89	1,14	3,77	19,73	37,20	0,004	0,054		43,05	158	201,05
У5	Шубина, 87	Т3	5	0,025	0,144	0,250	19,66	1,14	5,19	10,89	214,11	0,022	0,291	4,65	47,71	158	205,71
У5	Шубина, 87	Т4	5	0,025	0,012	0,021	0,20	1,14	3,63	9,33	1,84	0,000	0,055		43,05	158	201,05
У5	Шубина, 89	Т3	12	0,025	0,185	0,320	31,78	1,14	3,68	17,36	551,81	0,057	0,326	4,62	47,67	158	205,67
У5	Шубина, 89	Т4	12	0,025	0,029	0,050	0,95	1,14	2,98	16,66	15,85	0,002	0,056		43,06	158	201,06
У4	У6	Т3	26	0,051	0,536	3,870	106,37	1,12	2,66	31,78	3379,78	0,351	0,562	4,33	44,44	161	205,44
У4	У6	Т4	26	0,051	0,213	1,547	17,51	1,12	2,56	31,68	554,70	0,057	0,108		40,11	161	201,11
У6	У7	Т3	14	0,051	0,103	0,740	4,17	1,12	7,42	23,10	96,43	0,010	0,572	4,32	44,43	161	205,43
У6	У7	Т4	14	0,051	0,024	0,177	0,29	1,12	6,07	21,75	6,31	0,001	0,108		40,11	161	201,11
У7	Тургенева, 128	Т3	14	0,032	0,130	0,370	11,86	1,14	4,21	20,17	239,19	0,025	0,596	4,29	43,40	162	205,40
У7	Тургенева, 128	Т4	14	0,032	0,024	0,069	0,51	1,14	3,38	19,34	9,87	0,001	0,109		39,11	162	201,11
У7	Тургенева, 130	Т3	1	0,032	0,130	0,370	11,86	1,14	3,86	5,00	59,32	0,006	0,578	4,31	44,42	161	205,42
У7	Тургенева, 130	Т4	1	0,032	0,080	0,005	4,76	1,14	3,66	4,80	22,81	0,002	0,111		40,11	161	201,11
У6	У8	Т3	17	0,041	0,671	3,130	214,46	1,13	2,06	21,27	4562,13	0,474	1,035	3,79	44,96	160	204,96
У6	У8	Т4	17	0,041	0,251	1,178	31,68	1,13	1,96	21,17	670,87	0,069	0,177		41,18	160	201,18
У8	У9	Т3	15	0,025	0,450	0,780	183,12	1,14	0,05	17,15	3141,24	0,002	1,037	3,78	46,96	158	204,96
У8	У9	Т4	15	0,025	0,069	0,120	4,86	1,14	0,05	17,15	83,33	0,002	0,179		43,18	158	201,18
У9	У9``	Т3	5	0,025	0,231	0,400	49,16	1,14	0,05	5,75	282,85	0,001	1,038	3,78	45,96	159	204,96
У9	У9``	Т4	5	0,025	0,031	0,054	1,10	1,14	0,04	5,74	6,29	0,001	0,180		42,18	159	201,18
У9``	Шубина, 91	Т3	8	0,025	0,231	0,400	49,16	1,14	3,19	12,31	605,14	0,063	1,101	3,72	45,90	159	204,90
У9``	Шубина, 91	Т4	8	0,025	0,019	0,033	0,45	1,14	2,38	11,50	5,12	0,001	0,180		42,18	159	201,18
У9	Шубина, 93	Т3	1	0,025	0,219	0,380	44,47	1,14	1,06	2,20	97,85	0,010	1,047	3,77	46,95	158	204,95
У9	Шубина, 93	Т4	1	0,025	0,080	0,004	6,47	1,14	0,98	2,12	13,70	0,001	0,180		43,18	158	201,18

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
У8	У10	T3	31	0,041	0,504	2,350	120,89	1,13	1,03	36,06	4359,54	0,453	1,488	3,26	42,51	162	204,51
У8	У10	T4	31	0,041	0,204	0,959	21,21	1,13	0,97	36,00	763,51	0,079	0,256		39,26	162	201,26
У10	У11	T3	15	0,051	0,079	0,570	2,53	1,12	21,78	38,58	97,66	0,010	1,498	3,25	43,50	161	204,50
У10	У11	T4	15	0,051	0,016	0,116	0,13	1,12	16,85	33,65	4,53	0,000	0,256		40,26	161	201,26
У11	Тургенева, 134	T3	3	0,025	0,144	0,250	19,66	1,14	3,11	6,53	128,46	0,013	1,512	3,23	43,49	161	204,49
У11	Тургенева, 134	T4	3	0,025	0,080	0,005	6,47	1,14	2,93	6,35	41,11	0,004	0,260		40,26	161	201,26
У11	Тургенева, 132	T3	3	0,025	0,185	0,320	31,78	1,14	0,53	3,95	125,41	0,013	1,511	3,23	43,49	161	204,49
У11	Тургенева, 132	T4	3	0,025	0,080	0,005	6,47	1,14	0,49	3,91	25,30	0,003	0,259		40,26	161	201,26
У10	У12	T3	16	0,032	0,627	1,780	254,79	1,14	0,76	19,00	4840,11	0,503	1,991	2,68	42,01	162	204,01
У10	У12	T4	16	0,032	0,232	0,662	35,01	1,14	0,76	19,00	665,03	0,069	0,324		39,32	162	201,32
У12	У13	T3	16	0,025	0,358	0,620	116,37	1,14	0,27	18,51	2153,97	0,224	2,214	2,45	44,79	159	203,79
У12	У13	T4	16	0,025	0,061	0,106	3,85	1,14	0,24	18,48	71,06	0,007	0,332		42,33	159	201,33
У13	Шубина, 95	T3	1	0,025	0,144	0,250	19,659	1,14	0,52	1,66	32,62	0,003	2,218	2,45	44,78	159	203,78
У13	Шубина, 95	T4	1	0,025	0,100	0,002	9,906	1,14	0,50	1,64	16,23	0,002	0,333		42,33	159	201,33
У13	Шубина, 97	T3	12	0,025	0,213	0,370	42,20	1,14	0,03	13,71	578,48	0,060	2,275	2,39	44,72	159	203,72
У13	Шубина, 97	T4	12	0,025	0,022	0,038	0,58	1,14	0,02	13,70	7,89	0,001	0,332		42,33	159	201,33
У12	У14	T3	23	0,032	0,408	1,160	111,07	1,14	2,21	28,43	3157,85	0,328	2,319	2,30	42,68	161	203,68
У12	У14	T4	23	0,032	0,167	0,477	19,50	1,14	2,12	28,34	552,43	0,057	0,381		40,38	161	201,38
У14	У15	T3	14	0,025	0,450	0,780	178,81	1,14	0,28	16,24	2903,43	0,302	2,620	1,98	42,38	161	203,38
У14	У15	T4	14	0,025	0,121	0,211	13,00	1,14	0,28	16,24	211,06	0,022	0,403		40,40	161	201,40
У15	Тургенева, 136	T3	12	0,025	0,231	0,400	49,16	1,14	2,66	16,34	803,20	0,083	2,704	1,89	42,30	161	203,30
У15	Тургенева, 136	T4	12	0,025	0,025	0,044	0,75	1,14	2,09	15,77	11,86	0,001	0,404		40,40	161	201,40
У15	Тургенева, 138	T3	4	0,025	0,144	0,250	19,66	1,14	2,60	7,16	140,67	0,015	2,635	1,96	42,37	161	203,37
У15	Тургенева, 138	T4	4	0,025	0,007	0,012	0,07	1,14	1,61	6,17	0,45	0,000	0,403		40,40	161	201,40

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
У15	Тургенева, 143	Т3	22	0,032	0,046	0,130	1,36	1,14	0,04	25,12	34,14	0,004	2,624	1,97	41,38	162	203,38
У15	Тургенева, 143	Т4	22	0,032	0,034	0,097	0,95	1,14	0,03	25,11	23,95	0,002	0,406		39,41	162	201,41
У14	Тургенева, 142	Т3	31	0,032	0,134	0,380	12,48	1,14	3,52	38,86	485,13	0,050	2,369	2,24	42,63	161	203,63
У14	Тургенева, 142	Т4	31	0,032	0,054	0,153	2,23	1,14	3,18	38,52	85,75	0,009	0,390		40,39	161	201,39
У1	У16	Т3	53	0,1	0,130	3,600	2,83	1,11	14,59	73,42	208,01	0,022	0,196	4,76	49,80	156	205,80
У1	У16	Т4	53	0,1	0,050	1,390	0,47	1,11	13,08	71,91	33,66	0,003	0,041		45,04	156	201,04
У16	У17	Т3	14	0,051	0,107	0,770	4,51	1,12	24,81	40,49	182,46	0,019	0,215	4,74	51,78	154	205,78
У16	У17	Т4	14	0,051	0,018	0,134	0,17	1,12	19,24	34,92	6,10	0,001	0,042		47,04	154	201,04
У17	Красноярс кая, 89	Т3	12	0,039	0,088	0,370	4,32	1,13	22,71	36,27	156,74	0,016	0,232	4,73	51,77	154	205,77
У17	Красноярс кая, 89	Т4	12	0,039	0,006	0,025	0,03	1,13	14,10	27,66	0,87	0,000	0,042		47,04	154	201,04
У17	Красноярс кая, 91	Т3	13	0,039	0,095	0,400	5,02	1,13	23,73	38,42	192,83	0,020	0,235	4,72	51,76	154	205,76
У17	Красноярс кая, 91	Т4	13	0,039	0,006	0,027	0,04	1,13	14,90	29,59	1,07	0,000	0,042		47,04	154	201,04
У16	У18	Т3	7	0,1	0,102	2,830	1,78	1,11	11,47	19,24	34,27	0,004	0,200	4,76	47,80	156	203,80
У16	У18	Т4	7	0,1	0,034	0,947	0,23	1,11	9,91	17,68	4,06	0,000	0,042		43,04	156	199,04
У18	У19	Т3	13	0,039	0,183	0,770	17,83	1,13	26,13	40,82	727,83	0,076	0,276	4,68	46,72	157	203,72
У18	У19	Т4	13	0,039	0,014	0,058	0,14	1,13	18,50	33,19	4,71	0,000	0,042		42,04	157	199,04
У19	Шубиниа 78	Т3	1	0,051	0,051	0,370	1,12	1,12	5,79	6,91	7,70	0,001	0,276	4,68	46,72	157	203,72
У19	Шубина 78	Т4	1	0,051	0,000	0,002	0,00	1,12	1,81	2,93	0,00	0,000	0,042		42,04	157	199,04
У19	Шубина 80	Т3	1	0,039	0,095	0,400	5,02	1,13	1,76	2,89	14,49	0,002	0,277	4,68	46,72	157	203,72
У19	Шубина 80	Т4	1	0,039	0,000	0,002	0,00	1,13	0,59	1,72	0,00	0,000	0,042		42,04	157	199,04
У18	У20	Т3	37	0,1	0,074	2,060	0,97	1,11	55,84	96,91	93,95	0,010	0,210	4,75	48,79	155	203,79
У18	У20	Т4	37	0,1	0,030	0,848	0,19	1,11	48,69	89,76	16,80	0,002	0,043		44,04	155	199,04
У20	У21	Т3	14	0,051	0,100	0,720	3,96	1,12	24,68	40,36	159,85	0,017	0,226	4,73	48,77	155	203,77
У20	У21	Т4	14	0,051	0,009	0,062	0,04	1,12	16,47	32,15	1,41	0,000	0,044		44,04	155	199,04

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
У21	Красноярская, 95	Т3	1	0,051	0,055	0,400	1,29	1,12	4,67	5,79	7,48	0,001	0,227	4,72	48,77	155	203,77
У21	Красноярская, 95	Т4	1	0,051	0,200	0,002	15,49	1,12	5,10	6,22	96,39	0,010	0,054		44,05	155	199,05
У21	Красноярская, 93	Т3	1	0,039	0,076	0,320	3,27	1,13	5,17	6,30	20,64	0,002	0,229	4,71	49,77	154	203,77
У21	Красноярская, 93	Т4	1	0,039	0,200	0,002	21,66	1,13	5,47	6,60	143,05	0,015	0,058		45,06	154	199,06
У20	У22	Т3	3	0,1	0,048	1,340	0,43	1,11	10,66	13,99	6,01	0,001	0,210	4,75	47,79	155	202,79
У20	У22	Т4	3	0,1	0,023	0,633	0,11	1,11	9,27	12,60	1,38	0,000	0,044		43,04	155	198,04
У22	У23	Т3	9	0,051	0,104	0,750	4,28	1,12	16,10	26,18	112,12	0,012	0,222	4,73	45,78	157	202,78
У22	У23	Т4	9	0,051	0,010	0,071	0,06	1,12	11,02	21,10	1,18	0,000	0,044		41,04	157	198,04
У23	Шубина, 82	Т3	9	0,039	0,088	0,370	4,32	1,13	17,47	27,64	119,44	0,012	0,234	4,72	44,77	158	202,77
У23	Шубина, 82	Т4	9	0,039	0,004	0,019	0,02	1,13	10,19	20,36	0,40	0,000	0,044		40,04	158	198,04
У23	Шубина, 84	Т3	4	0,051	0,053	0,380	1,17	1,12	11,61	16,09	18,87	0,002	0,224	4,73	46,78	157	203,78
У23	Шубина, 84	Т4	4	0,051	0,001	0,008	0,00	1,12	5,09	9,57	0,01	0,000	0,044		42,04	157	199,04
У22	У30	Т3	19	0,1	0,021	0,590	0,09	1,11	42,58	63,67	5,98	0,001	0,211	4,74	46,79	156	202,79
У22	У30	Т4	19	0,1	0,020	0,547	0,08	1,11	40,63	61,72	5,18	0,001	0,044		42,04	156	198,04
У30	ТК-1	Т3	49	0,1	0,012	0,320	0,03	1,11	1,06	55,45	1,71	0,000	0,211	4,74	48,79	154	202,79
У30	ТК-1	Т4	49	0,1	0,010	0,266	0,02	1,11	0,98	55,37	1,27	0,000	0,044		44,04	154	198,04
ТК-1	Красноярская, 112	Т3	5	0,039	0,076	0,320	3,27	1,13	9,48	15,13	49,56	0,005	0,216	4,74	48,78	154	202,78
ТК-1	Красноярская, 112	Т4	5	0,039	0,006	0,025	0,03	1,13	5,97	11,62	0,37	0,000	0,044		44,04	154	198,04
У30	Красноярская, 99	Т3	41	0,039	0,064	0,27	2,37	1,13	2,54	48,87	115,85	0,012	0,223	4,73	46,78	156	202,78
У30	Красноярская, 99	Т4	41	0,039	0,048	0,202	1,39	1,13	2,40	48,73	67,97	0,007	0,051		42,05	156	198,05
ЦТП-31	ТК-2*	Т3	24	0,076	0,272	4,360	16,93	1,11	11,81	38,45	650,94	0,068	0,068	4,92	49,93	155	204,93
ЦТП-31	ТК-2*	Т4	24	0,076	0,128	2,065	3,97	1,11	11,23	37,87	150,18	0,015	0,015		45,02	155	200,02

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
ТК-2*	У31	Т3	62	0,04	0,077	0,340	3,23	1,12	8,91	78,35	253,34	0,026	0,094	4,83	43,91	161	204,91
ТК-2*	У31	Т4	62	0,04	0,116	0,519	7,34	1,12	9,09	78,53	576,09	0,059	0,075		39,07	161	200,07
У31	Красноярская, 100	Т3	1	0,025	0,006	0,01	0,05	1,14	2,90	4,04	0,20	0,000	0,094	4,83	50,91	154	204,91
У31	Красноярская, 100	Т4	1	0,025	0,002	0,004	0,01	1,14	2,25	3,39	0,04	0,000	0,075		46,07	154	200,07
У31	У31**	Т3	39	0,028	0,152	0,33	18,84	1,14	4,20	48,66	916,60	0,095	0,189	4,71	52,81	152	204,81
У31	У31**	Т4	39	0,028	0,070	0,153	4,35	1,14	3,88	48,34	210,28	0,022	0,097		48,10	152	200,10
У31**	Красноярская, 100а	Т3	3	0,028	0,152	0,33	18,84	1,14	9,00	12,42	233,93	0,024	0,213	4,69	52,79	152	204,79
У31**	Красноярская, 100а	Т4	3	0,028	0,005	0,011	0,04	1,14	5,19	8,61	0,31	0,000	0,097		48,10	152	200,10
ТК-2*	Красноярская, 87	Т3	15	0,032	0,130	0,370	11,86	1,14	2,11	19,21	227,73	0,024	0,091	4,89	49,91	155	204,91
ТК-2*	Красноярская, 87	Т4	15	0,032	0,022	0,062	0,42	1,14	1,66	18,76	7,87	0,001	0,016		45,02	155	200,02
ТК-2*	У24	Т3	60	0,051	0,506	3,650	94,73	1,11	3,98	70,58	6685,59	0,694	0,762	4,12	49,24	155	204,24
ТК-2*	У24	Т4	60	0,051	0,191	1,385	14,12	1,11	3,82	70,42	994,05	0,103	0,118		45,12	155	200,12
У24	Красноярская, 85	Т3	3	0,032	0,130	0,370	11,86	1,13	6,32	9,71	115,14	0,012	0,774	4,11	51,23	153	204,23
У24	Красноярская, 85	Т4	3	0,032	0,005	0,015	0,03	1,13	3,71	7,10	0,23	0,000	0,118		47,12	153	200,12
У24	У29	Т3	2	0,051	0,455	3,280	76,67	1,11	2,65	4,87	373,07	0,039	0,801	4,08	49,20	155	204,20
У24	У29	Т4	2	0,051	0,128	0,927	6,49	1,11	2,48	4,70	30,50	0,003	0,121		45,12	155	200,12
У29	У27	Т3	77	0,032	0,261	0,740	45,82	1,13	5,09	92,10	4220,36	0,438	1,239	3,42	53,76	150	203,76
У29	У27	Т4	77	0,032	0,183	0,523	23,31	1,13	4,96	91,97	2143,94	0,221	0,342		50,34	150	200,34
У27	Красноярская, 98	Т3	10	0,032	0,130	0,370	11,86	1,13	14,05	25,35	300,53	0,031	1,270	3,39	53,73	150	203,73
У27	Красноярская, 98	Т4	10	0,032	0,018	0,051	0,29	1,13	10,68	21,98	6,47	0,001	0,343		50,34	150	200,34
У27	У27``	Т3	13	0,032	0,130	0,370	11,86	1,13	4,21	18,90	224,13	0,023	1,293	3,36	54,71	149	203,71
У27	У27``	Т4	13	0,032	0,029	0,083	0,72	1,13	3,49	18,18	13,01	0,001	0,344		51,34	149	200,34
У27``	Красноярская, 98а	Т3	10	0,028	0,170	0,370	23,53	1,14	19,12	30,52	718,19	0,075	1,368	3,29	54,63	149	203,63
У27``	Красноярская, 98а	Т4	10	0,028	0,008	0,017	0,08	1,14	12,07	23,47	1,83	0,000	0,345		51,34	149	200,34

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
У29	ТКЗ	Т3	15	0,051	0,352	2,540	46,28	1,11	5,26	21,91	1013,81	0,105	0,906	3,97	49,09	155	204,09
У29	ТКЗ	Т4	15	0,051	0,054	0,389	1,25	1,11	4,55	21,20	26,41	0,003	0,124		45,12	155	200,12
ТКЗ	Красноярская, 85а	Т3	1	0,051	0,051	0,370	1,12	1,12	4,63	5,75	6,41	0,001	0,907	3,97	49,09	155	204,09
ТКЗ	Красноярская, 85а	Т4	1	0,051	0,001	0,007	0,00	1,12	1,97	3,09	0,00	0,000	0,124		45,12	155	200,12
ТКЗ	ТК4	Т3	28	0,045	0,386	2,170	65,00	1,11	4,51	35,59	2313,08	0,240	1,146	3,73	47,85	156	203,85
ТКЗ	ТК4	Т4	28	0,045	0,048	0,271	1,18	1,11	3,84	34,92	41,31	0,004	0,128		44,13	156	200,13
ТК4	У25``	Т3	5	0,04	0,167	0,740	14,49	1,13	3,77	9,42	136,42	0,014	1,160	3,71	47,84	156	203,84
ТК4	У25``	Т4	5	0,04	0,003	0,012	0,01	1,13	1,87	7,52	0,06	0,000	0,128		44,13	156	200,13
У25``	Шубина, 74а	Т3	2	0,025	0,213	0,370	42,20	1,13	3,71	5,97	251,86	0,026	1,186	3,69	48,81	155	203,81
У25``	Шубина, 74а	Т4	2	0,025	0,002	0,003	0,01	1,13	1,63	3,89	0,02	0,000	0,128		45,13	155	200,13
У25``	Шубина, 74	Т3	2	0,025	0,213	0,370	42,20	1,14	1,59	3,87	163,29	0,017	1,177	3,69	47,82	156	203,82
У25``	Шубина, 74	Т4	2	0,025	0,002	0,003	0,01	1,14	0,70	2,98	0,02	0,000	0,128		44,13	156	200,13
ТК4	У25	Т3	43	0,051	0,198	1,430	14,98	1,11	12,87	60,60	907,80	0,094	1,240	3,63	44,76	159	203,76
ТК4	У25	Т4	43	0,051	0,031	0,223	0,44	1,11	10,51	58,24	25,81	0,003	0,131		41,13	159	200,13
У25	Шубина, 85	Т3	4	0,028	0,147	0,320	17,74	1,14	5,99	10,55	187,18	0,019	1,260	3,61	44,74	159	203,74
У25	Шубина, 85	Т4	4	0,028	0,007	0,015	0,06	1,14	3,71	8,27	0,52	0,000	0,131		41,13	159	200,13
У25	У26	Т3	28	0,04	0,250	1,110	32,00	1,12	9,59	40,95	1310,55	0,136	1,377	3,49	43,62	160	203,62
У25	У26	Т4	28	0,04	0,031	0,138	0,61	1,12	7,76	39,12	23,75	0,002	0,133		40,13	160	200,13
У26	Шубина, 85а	Т3	13	0,028	0,170	0,370	23,53	1,14	3,02	17,84	419,79	0,044	1,420	3,45	45,58	158	203,58
У26	Шубина, 85а	Т4	13	0,028	0,021	0,047	0,49	1,14	2,34	17,16	8,36	0,001	0,134		42,13	158	200,13
У26	ТК5	Т3	25	0,032	0,261	0,740	45,82	1,12	3,63	31,63	1449,64	0,151	1,527	3,34	44,47	159	203,47
У26	ТК5	Т4	25	0,032	0,019	0,055	0,34	1,12	2,71	30,71	10,37	0,001	0,134		41,13	159	200,13

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
TK5	У28	T3	3	0,025	0,427	0,740	165,02	1,13	3,31	6,70	1104,86	0,115	1,642	3,22	44,36	159	203,36
TK5	У28	T4	3	0,025	0,016	0,028	0,33	1,13	2,34	5,73	1,90	0,000	0,135		41,13	159	200,13
У28	Тургенева, 124а	T3	9	0,025	0,213	0,370	42,20	1,13	2,65	12,82	540,99	0,056	1,698	3,17	43,30	160	203,30
У28	Тургенева, 124а	T4	9	0,025	0,008	0,014	0,10	1,13	1,67	11,84	1,13	0,000	0,135		40,13	160	200,13
У28	Тургенева, 124	T3	2	0,032	0,130	0,370	11,86	1,13	2,11	4,37	51,78	0,005	1,647	3,22	43,35	160	203,35
У28	Тургенева, 124	T4	2	0,032	0,001	0,003	0,00	1,13	0,84	3,10	0,01	0,000	0,135		40,13	160	200,13

Гидравлический расчет трубопроводов тепловой сети выполнен по уже известным фактическим диаметрам трубопроводов на отопление и горячее водоснабжение.

Подбор диаметров трубопроводов, определение скорости теплоносителя и удельных потерь давления на участках можно выполнить на основании расхода теплоносителя и ориентируясь на нормированную величину удельной потери давления с помощью таблиц и номограмм [1], а так же [13].

Рекомендуется при подборе диаметров величину нормированной удельной линейной потери давления принимать [4]:

- для магистральных сетей $\Delta P \leq 80 \text{ Па/м}$;
- для распределительной сети и ответвления к зданиям $\Delta P = 150 - 300 \text{ Па/м}$.

Так же определение диаметров можно выполнить расчетным способом на основании расхода теплоносителя, предварительно, приняв скорость теплоносителя от 1 – 3 м/с.

Формула для расчета диаметра трубопроводов [4]:

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot G}{3,14 \cdot 3,6 \cdot \omega \cdot \rho}}$$

где G – расход воды в трубопроводе, т/ч;

ω – скорость движения теплоносителя, м/с;

ρ – плотность теплоносителя, кг/м³.

Уточнение величины скорости теплоносителя выполняется по формуле (18) по известным диаметрам трубопровода.

5.3 Пьезометрический график

Распределение давлений в тепловых сетях удобно изображать в виде пьезометрического графика, который дает наглядное представление о давлении или напоре в любой точке тепловой сети и поэтому обеспечивает большие возможности учета многочисленных факторов (рельеф местности, высота зданий, особенности абонентских систем и т.д.) при выборе оптимального гидравлического режима [8].

Пьезометрический график строится в масштабе по результатам гидравлического расчета с привязкой к рельефу местности и в следующей последовательности.

1. Вычерчивается однолинейная схема тепловой сети в масштабе.
2. От условной линии отсчета наносится рельеф местности. Для этого откладываются геодезические отметки местности Z , которые нанесены на схему тепловой сети. При этом минимальная отметка Z принимается за относительный ноль. Принимается, что ось трубопровода сети совпадает с рельефом местности.

3. Откладывается высота всасывания $H_{вс}$ сетевых насосов от оси трубопровода. Высота всасывания эквивалентна напору в обратном трубопроводе на всасывании сетевых насосов и может быть принята в пределах 15-30 м.в.ст.

4. Откладывается напор сетевых насосов $\Delta H_{сн}$, и фиксируется располагаемый напор на коллекторах ТЭЦ

$$5. \quad \Delta H_{ТЭЦ} = \Delta H_{сн} - \Delta H_{ТПУ}, \text{ м вод.ст.}$$

6. Строятся линии напоров в подающем и обратном трубопроводах главной магистрали. На графике показываются значения располагаемых напоров (перепадов давления) на ЦТП и в точках присоединения ответвлений - $\Delta H_{ЦТП}$, $\Delta H_{отв}$.

7. Выбирается величина статического давления, и на пьезометрическом графике наносится линии статического напора.[4]

В соответствии с полученными падениями давления и расчетными длинами участков трубопроводов построены пьезометрические графики тепловой сети по направлению от ЦТП-31 до жилого дома ул. Тургенева, 142 после реконструкции (см. чертеж лист 3).

Располагаемый напор для ЦТП-31 равен 12 м.

Потеря давлений по всей длине в подающем трубопроводе $\Delta H_n = 2,193$ м, обратном трубопроводе $\Delta H_o = 2,091$ м.

Потребный напор у конечного абонента $\Delta H_k = 7,72$ м.

Самое высокое здание высотой 2 этажа. Высота этажа здания 3 м.

Отметки земли трассы – см. пьезометрический график Приложение 2.

Начальную точку 0 принимаем в нейтральной точке у всасывающего патрубка сетевого насоса. Величину напора на всасывающей стороне сетевых насосов принимаем $H_{вс} = 39$ м. Величина этого напора должна быть не менее кавитационного запаса для принятого типа насосов, а также принимается исходя из профиля местности и не менее высоты местных систем теплоснабжения присоединяемых зданий с запасом 3-5 м. Отметка нейтральной точки составит $156 + 39 = 195$ м. Эта точка является начальной для построения пьезометрического графика. Напор подпиточного насоса при динамическом режиме равен 39 м.

Для проверки выбранной точки 0 проведем линию давления в обратной магистрали по всей ее длине. Отметка линии давления в конце магистрали составляет 156 м плюс потери давления 2,091 м, т.е. 157,09 м.

Полученная линия давления располагается выше наиболее расположенных зданий и не превышает для них допустимого предела давления (60 м), можно считать принятую отметку нейтральной точки выбранной правильно.

Статический режим системы определяется линией статического давления, которая должна превышать на 3-5 м наиболее высоко расположенные здания, так как данное условие удовлетворяется, то при остановке сетевых насосов, опорожнение системы отопления не произойдет.

Линии давлений в обратной и подающей магистрали строятся по отметкам, которые вычисляются для каждого участка тепловой сети.

Потребный напор сетевого насоса (без учета подогревательной установки):

$$\Delta H_{cn} = \Delta H_n + \Delta H_o + \Delta H_k, \text{ м вод.ст.}$$

$$\Delta H_{cn} = 2,193 + 2,091 + 7,72 = 12,0, \text{ м вод.ст.}$$

Отметка на пьезометре подающей линии в месте выхода теплосети из ЦТП составит: $195 + 12 = 207$ м.

Отметки и напоры у абонентов определены в процессе гидравлического расчета, таблица 10 и таблица 11.

Невскипание воды с температурой выше 100°C обеспечивается соответствующим давлением в подающем трубопроводе.

Минимальное напор в подающей линии определяется из формулы [14]:

$$H = (P - 1) \cdot 10, \text{ м} \quad (29)$$

где P – абсолютное давление в атм, соответствующее температуре воды [15].

При температуре равной 105°C $P = 1,23$ атм.

Минимальное напор в подающей линии по формуле 29:

$$H = (1,23 - 1) \cdot 10 = 2,3 \text{ м.}$$

Этот напор следует принимать с запасом 3-5 м.

Минимальная отметка напора на пьезометрическом графике в самой высокой точке 174м с запасом 5 м должна быть равной $174 + 2,3 + 5 = 181,3$ м.

По графику давлений тепловой сети выбирается схема присоединения потребителей тепла к внешним сетям. Величина располагаемых напоров на вводе систем теплоснабжения потребителей позволяют применить присоединение непосредственно к тепловой сети по зависимой схеме без применения элеваторов [8], что допустимо при совпадении гидравлического и температурного режимов тепловой сети и местной системы [2].

5.4 Расчет дроссельных устройств

Равномерное распределение расчетного расхода теплоносителя через системы теплоснабжения, стабилизацию гидравлического режима и поглощение избыточных напоров можно обеспечивать расстановкой на вводах автоматических регуляторов или постоянных сопротивлений – дроссельных диафрагм. Избыточный напор, гасимый дроссельной диафрагмой, определяется как разность располагаемого напора перед системой отопления и падением напора в системе при расчетном расходе теплоносителя [2].

Дроссельные диафрагмы устанавливаются с диаметром отверстия не менее 2,5 мм во избежание их засорения. Если расчетный диаметр отверстия менее 2,5 мм, устанавливаются две диафрагмы последовательно, с большими диаметрами отверстий, при этом расстояние между диафрагмами должно быть равно или больше десяти диаметрам трубопровода.

Дроссельные диафрагмы устанавливаются, как правило, во фланцевых соединениях внутри системы отопления или на тепловом пункте [2].

Диаметр отверстия дроссельной диафрагмы d , мм, определяем по формуле [4]:

$$d = 10 \cdot \sqrt[4]{\frac{G_p^2}{\Delta H}}, \text{ мм} \quad (30)$$

где G_p – расчетный расход сетевой воды, т/ч;

ΔH – напор, который необходимо погасить дроссельной диафрагмой, м.

$$\Delta H = H_1 - H_o, \text{ м} \quad (31)$$

где H_1 – напор перед элеватором, который определяем по пьезометрическому графику, м;

H_o – сопротивление системы отопления принято на основании проектов, $H_o = 1,5$ м.

Результаты расчета дроссельных диафрагм заносим в таблицу 12.

Таблица 12 – Диаметры отверстий дроссельных диафрагм перед отопительными системами

№	Начальный узел участка наименование узла	Конечный узел участка наименование узла	Расход сетевой воды, т/ч	Располагаемый напор м.вод.ст.	Сопротивление системы м.вод.ст.	Дросселируемый напор м.вод.ст.	Диаметр отверстия диафрагмы, мм
1	2	3	4	5	6	7	8
1	У2``	Шубина, 76 ввод 1	0,186	11,33	1,5	9,83	2,4
2	У3	Шубина, 76 ввод 2	0,186	11,27	1,5	9,77	2,4
3	У4``	Тургенева, 126	0,371	10,54	1,5	9,04	3,5
4	У5	Шубина, 87	0,334	10,64	1,5	9,14	3,3
5	У5	Шубина, 89	0,417	10,50	1,5	9,00	3,7
6	У7	Тургенева, 128	0,343	10,37	1,5	8,87	3,4
7	У7	Тургенева, 130	0,457	10,49	1,5	8,99	3,9
8	У9``	Шубина, 91	0,371	10,04	1,5	8,54	3,6
9	У9	Шубина, 93	0,417	10,07	1,5	8,57	3,8
10	У11	Тургенева, 134	0,342	9,45	1,5	7,95	3,5
11	У11	Тургенева, 132	0,543	9,46	1,5	7,96	4,4
12	У13	Шубина, 95	0,38	8,45	1,5	6,95	3,8
13	У13	Шубина, 97	0,414	8,38	1,5	6,88	4,0
14	У15	Тургенева, 136	0,342	3,85	1,5	2,35	4,7
15	У15	Тургенева, 138	0,371	3,92	1,5	2,42	4,9
16	У15	Тургенева, 143	0,900	3,26	1,5	1,76	8,2
17	У14	Тургенева, 142	0,300	7,72	1,5	6,22	3,5
18	У17	Красноярская, 89	0,342	11,31	1,5	9,81	3,3
19	У17	Красноярская, 91	0,371	11,31	1,5	9,81	3,4
20	У19	Шубина 78	0,371	11,18	1,5	9,68	3,5
21	У19	Шубина 80	0,343	11,18	1,5	9,68	3,3
22	У21	Красноярская, 95	0,371	11,31	1,5	9,81	3,4
23	У21	Красноярская, 93	0,351	11,31	1,5	9,81	3,3
24	У23	Шубина, 82	0,343	11,32	1,5	9,82	3,3
25	У23	Шубина, 84	0,371	11,34	1,5	9,84	3,4
26	ТК-1*	Красноярская, 112	0,337	11,35	1,5	9,85	3,3
27	У30	Красноярская. 99	0,234	10,82	1,5	9,32	2,8
28	У30	Красноярская. 97	0,351	10,82	1,5	9,32	3,4
29	У31	Красноярская, 100	0,071	11,74	1,5	10,24	1,5
30	У31**	Красноярская, 100а	0,267	11,49	1,5	9,99	2,9
31	ТК-2*	Красноярская, 87	0,342	11,64	1,5	10,14	3,3
32	У24	Красноярская, 85	0,342	11,63	1,5	10,13	3,3

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5	6	7	8
33	У27	Красноярская, 98	0,351	9,65	1,5	8,15	3,5
34	У27``	Красноярская, 98а	0,351	9,35	1,5	7,85	3,5
35	ТК3	Красноярская, 85а	0,342	11,57	1,5	10,07	3,3
36	У25``	Шубина, 74а	0,343	11,38	1,5	9,88	3,3
37	У25``	Шубина, 74	0,363	11,33	1,5	9,83	3,4
38	У25	Шубина, 85	0,343	11,30	1,5	9,80	3,3
39	У26	Шубина, 85а	0,357	10,69	1,5	9,19	3,4
40	У28	Тургенева, 124а	0,686	10,64	1,5	9,14	4,8
41	У28	Тургенева, 124	0,4	10,74	1,5	9,24	3,6

5.5 Рекомендации по наладке

На вводе в жилых домах перед отопительными системами предусмотреть размещение оборудования, арматуры, приборов контроля и управления, посредством которых осуществляется:

- контроль параметров теплоносителя;
- регулирование расхода теплоносителя и распределение его по системам потребления теплоты;
- отключение систем потребления теплоты;
- защита местных систем от аварийного повышения параметров теплоносителя.

Работы по установке необходимого оборудования на вводе систем отопления жилых домов возлагаются на собственников.

Дроссельные диафрагмы установок приточной вентиляции необходимо установить в соответствии с данными таблицы 12. Так же для поглощения избыточных напоров можно использовать ручной балансировочный клапан MSV-F2 фирмы Danfoss.

При выполнении выше приведенных рекомендаций обеспечивается равномерное распределение теплоносителя по потребителям, повышается надежность работы системы теплоснабжения микрорайона.

6 Расчет и выбор основного оборудования центрального теплового пункта

Сооружение центральных тепловых (ЦТП) позволило объединить установки горячего водоснабжения, что дало такие преимущества перед МТП, как возможность снижения давления в тепловых сетях после ЦТП, освобождения значительного числа обслуживающего персонала и улучшения качества обслуживания, сокращения количества автоматических регуляторов, применения антикоррозионных установок. ЦТП устраивают для нескольких зданий, квартала или микрорайона, что позволяет вынести циркуляционные насосы систем горячего водоснабжения и весь узел приготовления горячей воды из подвалов домов в отдельно стоящее здание [8].

Рабочий проект реконструкции ЦТП-31 в Кировском районе города Кемерово выполнен на основании:

- задания на дипломное проектирование;
- схемы микрорайона;
- инженерно-технического обследования.

Проект выполнен в соответствии с требованиями СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети», СП 41-101-95 «Проектирование тепловых пунктов».

Таблица 12 – Расчетные тепловые потоки

Позиция по генплану	Наименование потребителя	Расчетный тепловой поток, МВт		Расчетный расход, т/ч	
		Отопление	ГВС	Отопление	ГВС
ЦТП 31	31 микрорайон	0,611	0,945	15,02	1,344

Проектом предусматривается демонтаж всего имеющегося в ЦТП оборудования и трубопроводов (кроме узла ввода с приборами учета тепла и системы холодного водоснабжения) и монтаж трубопроводов и оборудования.

Технические решения, принятые в рабочих чертежах, соответствуют требованиям экологических, санитарно-технических, противопожарных и

других норм, действующих на территории Российской Федерации, и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении предусмотренных рабочими чертежами мероприятий.

При открытом водоразборе на нужды горячего водоснабжения используется химочищенная вода, что приводит к увеличению затрат за коммунальные услуги потребителей. Кроме того, это приводит к нестабильности гидравлического режима.

Для обеспечения стабильности гидравлического режима и снижения затрат на химводоподготовку горячей воды необходимо перевести систему горячего водоснабжения на закрытую схему с насосной циркуляцией, с применением разборного пластинчатого теплообменника имеющего больший коэффициент теплоотдачи по сравнению с кожухо - трубчатым.

В летний период система горячего водоснабжения работает по открытой схеме.

Системы отопления зданий следует присоединять к тепловым сетям через смесительные насосы при необходимости снижения температуры воды в системе отопления и располагаемом напоре, недостаточном для работы элеватора, а также при осуществлении автоматического регулирования системы. [2]

Смесительные насосы для систем отопления устанавливаются: на обратном трубопроводе перед узлом смешения или на подающем трубопроводе после узла смешения при располагаемом напоре перед узлом смешения, недостаточном для преодоления гидравлического сопротивления [2]. Для снижения температуры воды теплоносителя после ЦТП-31 в соответствии с температурным графиком необходимо установить смесительный насос на обратном трубопроводе. Изменение количества теплоносителя до точки смешения осуществляется регулятором расхода, установленным на обратном трубопроводе.

6.1 Подбор смесительного насоса

При выборе смесительного насоса, устанавливаемого в ЦТП, следует принимать при установке насоса на подающем или обратном трубопроводе системы отопления:

- напор в зависимости от давления в тепловой сети и требуемого давления в системе отопления с запасом в 2 – 3 м;
- подачу насоса G :

$$G = 1,1 \cdot G_0^p \cdot (1 + u), \text{ кг/ч} \quad (30)$$

G_0^p – расчетный максимальный расход воды на отопление из тепловой сети, кг/ч, (данные таблицы 12);

u – коэффициент смешения.

Расчетный максимальный расход воды на отопление из тепловой сети составляет $G_0^p = 15,02 \text{ т/ч} = 15020 \text{ кг/ч}$.

Коэффициент смешения:

$$u = \frac{\tau_1 - \tau_3}{\tau_3 - \tau_2} = \frac{150 - 105}{105 - 70} = 1,28.$$

Подача насоса по формуле (30):

$$G = 1,1 \cdot 15020 \cdot (1 + 1,28) = 37670 \text{ кг/ч} = 38,5 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

К установке принимаем сдвоенный насос циркуляционно-смесительный отопления Wilo DPL 65/120-3/2.

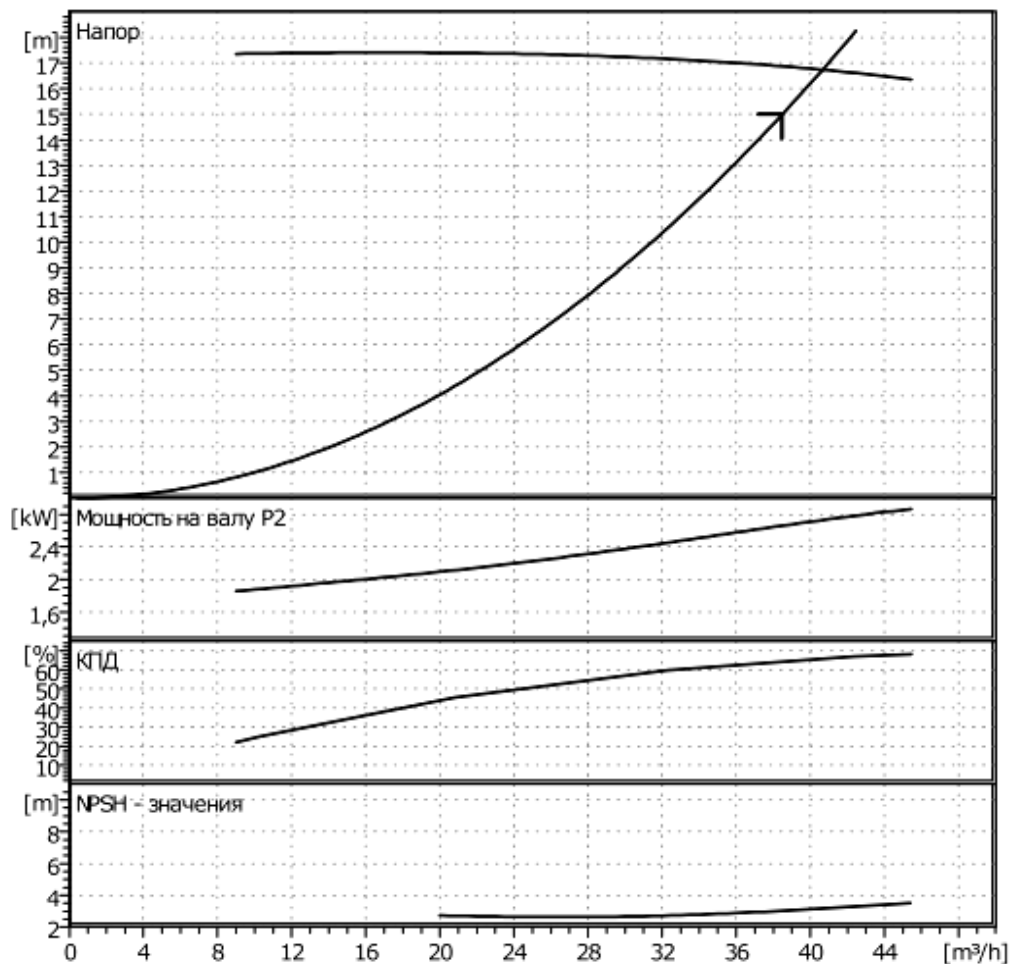


Рисунок 6 – Характеристика насоса Wilo DPL 65/120-3/2.

Данные насоса:

- производитель Wilo;
- тип DL 65/120-3/2;
- степень номинального давления PN16;
- минимальная температура жидкости 20 °C;
- максимальная рабочая температура 140 °C;
- расход 40,6 $m^3/ч$;
- напор 16,7 м.

Данные мотора:

- номинальное число оборотов 2900 об/мин;
- номинальная мощность 3 кВт.

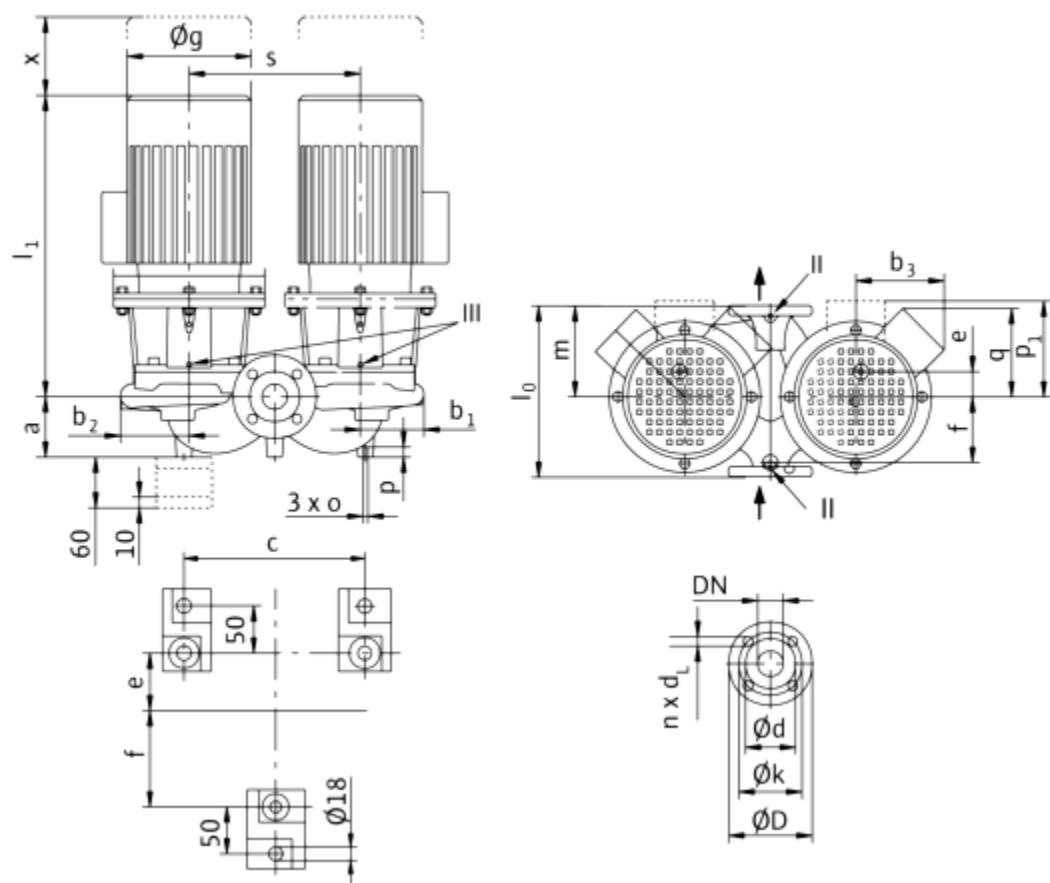


Рисунок 7 – Габаритный чертеж

Размеры, мм					
a	120	I ₁	539	DN	65
b ₁	121	m	170	D	185
b ₂	130	o	M112	d	118
b ₃	150	Ш _g	217	k	145
c	400	p	20	n	4
t	50	q	150	d _L	19
f	150	s	340		
I ₀	340	x	110		

6.2 Подбор циркуляционного насоса на Т4

Согласно [2], насос выбираем по циркуляционному расходу теплоносителя, нужно установить сдвоенный насос, один рабочий, второй резервный.

Расчетный циркуляционный расход воды в системе горячего водоснабжения составляет $G_u = 6,29 \text{ т/ч} = 6290 \text{ кг/ч} = 6,37 \text{ м}^3/\text{ч}$.

К установке принимаем сдвоенный насос циркуляционно-смесительный отопления Wilo DPL 40/120-1,5/2.

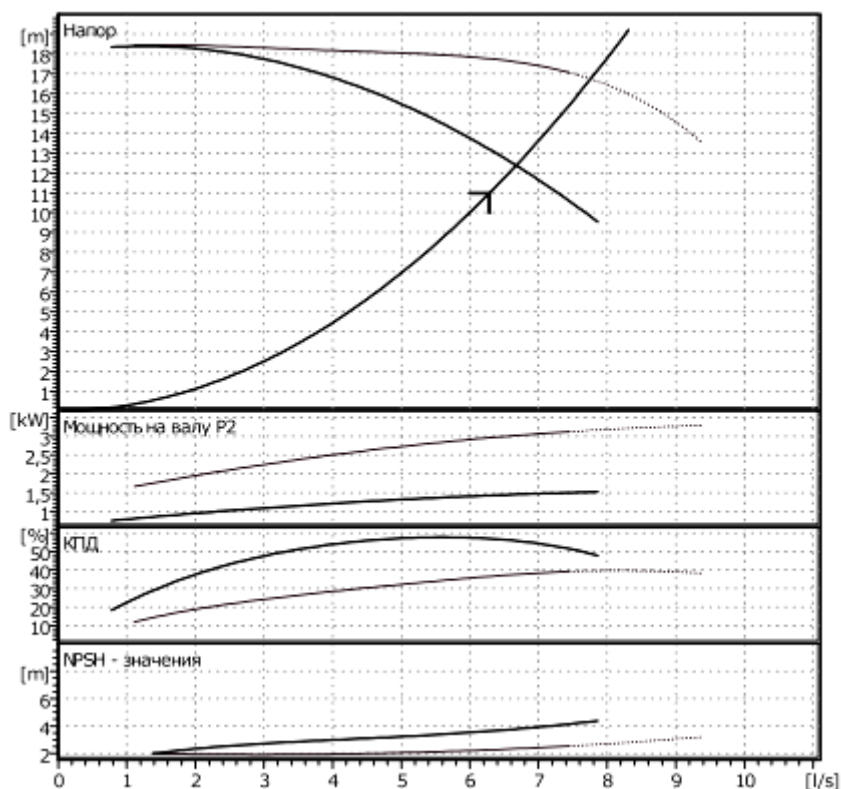


Рисунок 8 – Характеристика насоса Wilo DPL 40/120-1,5/2

Данные насоса:

- производитель Wilo;
- тип DPL 40/120-1,5/2;
- степень номинального давления PN10;
- минимальная температура жидкости 20 °С;
- максимальная рабочая температура 120 °С;
- расход 6,68 м³/ч;

- напор 12,4 м.

Данные мотора:

- номинальное число оборотов 2900 об/мин;
- номинальная мощность 1,5 кВт.

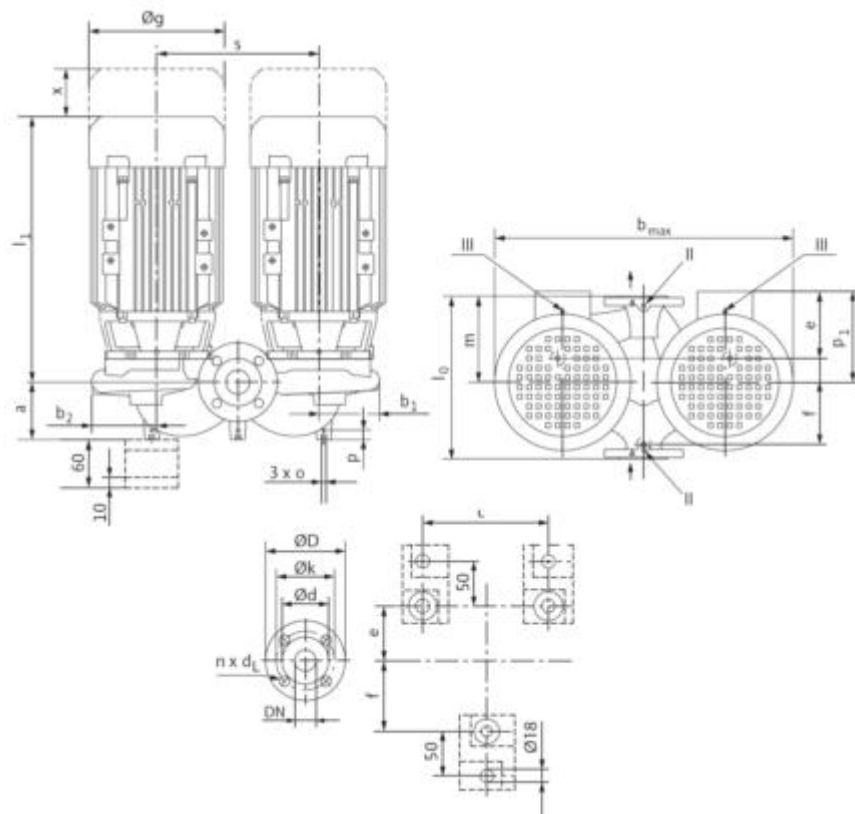


Рисунок 9 – Габаритный чертеж

Размеры, мм					
a	75	I ₁	374	d	84
b ₁	113	m	167	D	150
b ₂	119	o	M10	dL	19
b _{max}	456	Ш _g	193	n	4
c	240	p	20	k	110
e	45	P1	151		
f	135	s	224		
I ₀	320	x	150		

6.3 Расчет пластинчатого водоподогревателя горячего водоснабжения ЦТП-31

К установке принимаем пластинчатый теплообменник с типом пластины 0,5. Схема подключения одноступенчатая параллельная.

Расчетную тепловую производительность водоподогревателей для систем горячего водоснабжения следует определять с учетом потерь теплоты подающими и циркуляционными трубопроводами [2]. В связи с этим расчет производительности подогревателя горячего водоснабжения выполняем с учетом циркуляционного расхода воды по формуле [2]:

$$Q_{\text{звс}}^{\text{max}} = \frac{c}{3,6} \cdot (G_{\text{звс}}^{\text{max}} + G_{\text{ц}}) \cdot (t_3 - t_x) = \frac{4,19}{3,6} \cdot (13,44 + 6,29) \cdot (65 - 5) \cdot 10^3 = 1,38 \text{ МВт},$$

где $G_{\text{звс}}^{\text{max}}$ – максимальный расход сетевой воды на горячее водоснабжение т/ч, данные таблицы 8;

$G_{\text{ц}}$ – циркуляционный расход сетевой воды на горячее водоснабжение т/ч, данные таблицы 8;

t_3 – температура горячей воды, на выходе из ЦТП, $t_3 = 65 \text{ }^\circ\text{C}$ [8];

t_x – температура холодной воды в отопительный период, $t_x = 5 \text{ }^\circ\text{C}$;

c – теплоемкость воды, равная $4,19 \text{ кДж}/(\text{кг} \cdot ^\circ\text{C})$.

Эквивалент расхода потока первичного (сетевой воды) [9]:

$$W_n = \frac{Q_{\text{звс}}^{\text{max}}}{(\tau_1 - \tau_2)} = \frac{1380}{(70 - 30)} = 34,5 \frac{\text{кДж}}{\text{с} \cdot \text{К}},$$

где τ_1 – температура сетевой воды в подающей линии в точке излома, $\tau_1 = 70 \text{ }^\circ\text{C}$, из таблицы 5;

τ_2 – температура сетевой воды на выходе из водоподогревателя при одноступенчатой параллельной схеме подключения, $\tau_2 = 30 \text{ }^\circ\text{C}$ [30].

Эквивалент расхода потока вторичного (водопроводной воды) [9]:

$$W_6 = \frac{Q_{\text{звс}}^{\text{max}}}{(\tau_3 - \tau_x)} = \frac{1380}{(65 - 5)} = 23 \frac{\text{кДж}}{\text{с} \cdot \text{К}},$$

где τ_3 – температура горячей воды, на выходе из теплообменника,

$$\tau_3 = 65 \text{ }^{\circ}\text{C} [8];$$

τ_x - температура холодной воды в отопительный период, $\tau_x = 5 \text{ }^{\circ}\text{C}$.

Эквивалент расхода меньший [9]:

$$W_m = W_{\phi} = 23 \frac{\text{кДж}}{\text{с} \cdot \text{K}}.$$

Эквивалент расхода больший [9]:

$$W_{\phi} = W_n = 34,5 \frac{\text{кДж}}{\text{с} \cdot \text{K}}.$$

Определяем безразмерную удельную тепловую нагрузку подогревателя [9]:

$$\varepsilon = \frac{Q_{\text{вс}}^{\text{max}}}{W_m \cdot \nabla} = \frac{1380}{23 \cdot 65} = 0,92.$$

$$\text{где } \nabla = (\tau_1 - \tau_x) = (70 - 5) = 65 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

τ_1 – температура на входе в теплообменник первичного (греющего) теплоносителя, $^{\circ}\text{C}$;

τ_x – температура на входе в теплообменник вторичного (нагреваемого) теплоносителя, $^{\circ}\text{C}$.

Определяем число ступеней подогрева [9]:

$$x = \frac{\sqrt{\frac{W_m}{W_{\phi}}}}{1/\varepsilon - 0,35 \times \frac{W_m}{W_{\phi}} - 0,65} = \frac{\sqrt{\frac{23}{34,5}}}{1/0,92 - 0,35 \cdot \frac{23}{34,5} - 0,65} = 3,94.$$

Принимаем число ступеней подогрева $x=4$.

Максимально возможные скорости теплоносителя [9]:

Первичного:

Потери напора непосредственно в каналах пластинчатого теплообменника [9]:

$$\Delta H_{\kappa} = \beta \cdot \Delta H_c, \text{ м},$$

где $\beta = 0,3-0,4$, в среднем $\beta = 0,35$ [9];

ΔH_c – располагаемый напор в потоке теплоносителя перед теплообменником, м.

$$w_n^{\max} = 5,5 \left(\frac{\beta \Delta H_c}{ca L_{np} x} \right)^{0,57} \cdot \frac{d_3^{0,71}}{\nu^{0,14}} = 5,5 \cdot \left(\frac{0,35 \cdot 20}{1,25 \cdot 15 \cdot 0,8 \cdot 4} \right)^{0,57} \cdot \frac{0,009^{0,71}}{(5,56 \cdot 10^{-7})^{0,14}} = 0,429 \text{ м/с}$$

где a – коэффициент профиля пластины, постоянная величина, зависящая от типа пластин [9];

c – эксплуатационный коэффициент, учитывающий загрязнения пластин, а также их деформацию вследствие разности давлений в теплообменивающих потоках, на основе проведенных исследований можно принимать $c = 1,2-1,3$ [9]

L_{np} – приведенная длина канала [9];

d_3 – эквивалентный диаметр канала, м [9];

ν – кинематическая вязкость теплоносителя, $\text{м}^2/\text{с}$ [9].

Вторичного:

$$w_6^{\max} = 5,5 \left(\frac{\beta \Delta H_c}{ca L_{np} x} \right)^{0,57} \cdot \frac{d_3^{0,71}}{\nu^{0,14}} = 5,5 \left(\frac{0,35 \cdot 26}{1,25 \cdot 15 \cdot 0,8 \cdot 4} \right)^{0,57} \cdot \frac{0,009^{0,71}}{(7,32 \cdot 10^{-7})^{0,14}} = 0,480 \text{ м/с.}$$

Средняя температура первичного теплоносителя $\tau_{n.cp} = 35$ °С
кинематическая вязкость $\nu = 5,56 \cdot 10^{-7} \text{ м}^2/\text{с}$. Средняя температура вторичного теплоносителя $\tau_{n.cp} = 35$ °С кинематическая вязкость $\nu = 7,32 \cdot 10^{-7} \text{ м}^2/\text{с}$.

Объемный расход теплоносителя [9]:

первичный:

$$V_{\Pi} = \frac{Q_{ГВС}^{\max}}{c_p (t_1 - t_2) \rho} = \frac{1380}{4,19 \cdot (70 - 30) \cdot 988,1} = 8,33 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с.}$$

вторичный:

$$V_B = \frac{Q_{ГВС}^{\max}}{c_p (t_1 - t_2) \rho} = \frac{1380}{4,19 \cdot (65 - 5) \cdot 993,9} = 5,52 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с.}$$

Максимально возможный объемный расход теплоносителя через один канал [9]:

первичного:

$$V_{П.К.} = w_n^{\max} \cdot f_k = 0,429 \cdot 0,00285 = 1,22 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}.$$

вторичного:

$$V_{Б.К.} = w_б^{\max} \cdot f_k = 0,480 \cdot 0,00285 = 1,37 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}.$$

где площадь поперечного сечения канала $f_k = 0,00285 \text{ м}^2$ [9].

Необходимое минимальное количество каналов для теплоносителя [9]:

первичного:

$$n_{п.к.} = \frac{V_{П.}}{V_{П.К.}} = \frac{8,33 \cdot 10^{-3}}{1,22 \cdot 10^{-3}} = 6,8$$

вторичного:

$$n_{б.к.} = \frac{V_{Б.}}{V_{Б.К.}} = \frac{5,52 \cdot 10^{-3}}{1,37 \cdot 10^{-3}} = 4$$

Принимаем число каналов $n=7$.

Число пластин в ступени подогрева [9]:

$$n_{пл} = 2 \cdot 7 - 1 = 13 \text{ шт.}$$

Всего в 4 ступенях устанавливаются 52 пластины.

Расчетная безразмерная тепловая нагрузка подогревателя [9]:

$$\varepsilon = \frac{1}{0,35 \frac{W_M}{W_6} + 0,65 + \frac{1}{4} \sqrt{\frac{W_M}{W_6}}} = \frac{1}{0,35 \frac{23}{34,5} + 0,65 + \frac{1}{4} \sqrt{\frac{23}{34,5}}} = 0,92.$$

Расчетная тепловая нагрузка подогревателя:

$$Q = \varepsilon \cdot W_M \cdot \nabla = 0,92 \cdot 23 \cdot 65 = 1375,4 \text{ кВт}.$$

Поверхность нагрева подогревателя:

$$F = n \cdot f = 52 \cdot 0,5 = 26,0 \text{ м}^2.$$

где f – поверхность нагрева одной пластины $0,5 \text{ м}^2$ [9].

К установке принимаем пластинчатый теплообменник Alfa Laval M6-FG.

Конструкция стандартная. Состоит из пакета металлических гофрированных пластин, формирующих каналы для двух жидкостей, участвующих в процессе теплообмена. Пакет пластин размещен между опорной и прижимной плитами и закреплен стяжными болтами. Каждая пластина снабжена уплотнительной прокладкой, которая герметично изолирует канал и направляет различные потоки жидкостей в чередующиеся каналы. Необходимое количество пластин, их профиль и типоразмер определяются интенсивностью потока, физическими свойствами жидкостей, допустимыми перепадами давления и температурной программой. Гофрированная поверхность пластин обеспечивает высокую турбулентность потоков и жесткость конструкции теплообменника. В верхней части пластины и прижимная плита подвешены на несущей балке, а снизу – фиксируются направляющей балкой; обе балки закреплены на опорной стойке. В одноходовых теплообменниках патрубки расположены на неподвижной опорной плите, а в многоходовых конструкциях – на неподвижной опорной и на подвижной прижимной плите [16].

Жидкости, участвующие в процессе теплопередачи, поступают в теплообменник через входные патрубки. Уплотнения, установленные специальным образом, обеспечивают распределение жидкостей по соответствующим каналам, исключая возможность смешивания потоков. Гофрированная поверхность пластин обеспечивает формирование каналов, высокую турбулентность потока и механическую прочность пакета пластин. Тепло от одной жидкости к другой передается через пластины, а полностью противоточная схема движения теплоносителей позволяет добиться максимальной эффективности теплопередачи рис.6. [16]

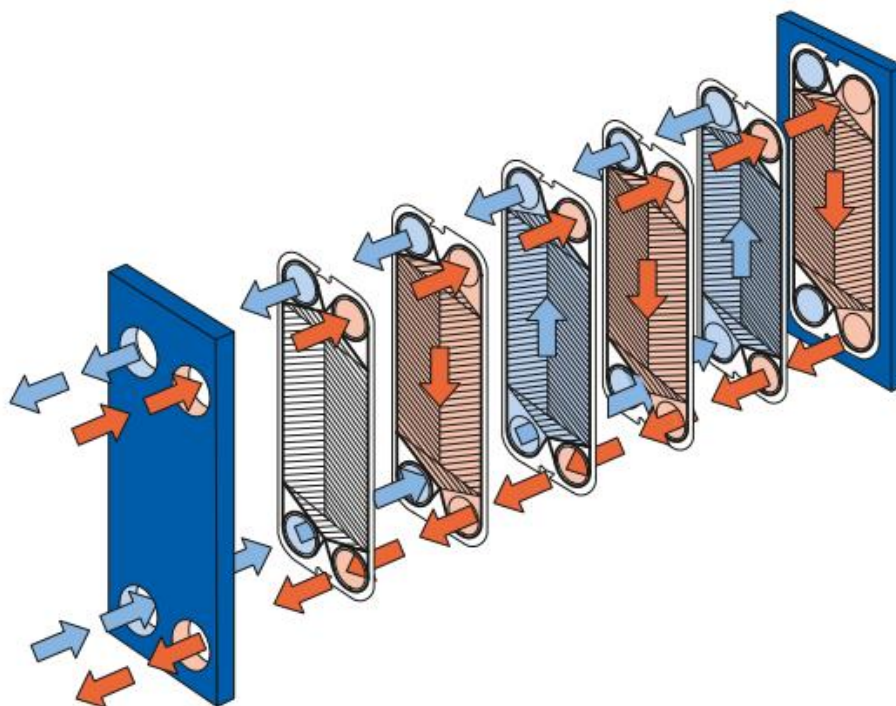


Рисунок 10 – Схема организации движения потоков в пластинчатом теплообменнике

Технические характеристики:

- максимальный расход жидкости до 16 кг/с;
- тип пластин М6
- тип рамы FM;
- максимальная площадь теплопередающей поверхности 38 м²;
- допустимое рабочее давление 1,6 МПа;
- максимальная рабочая температура 180 °С

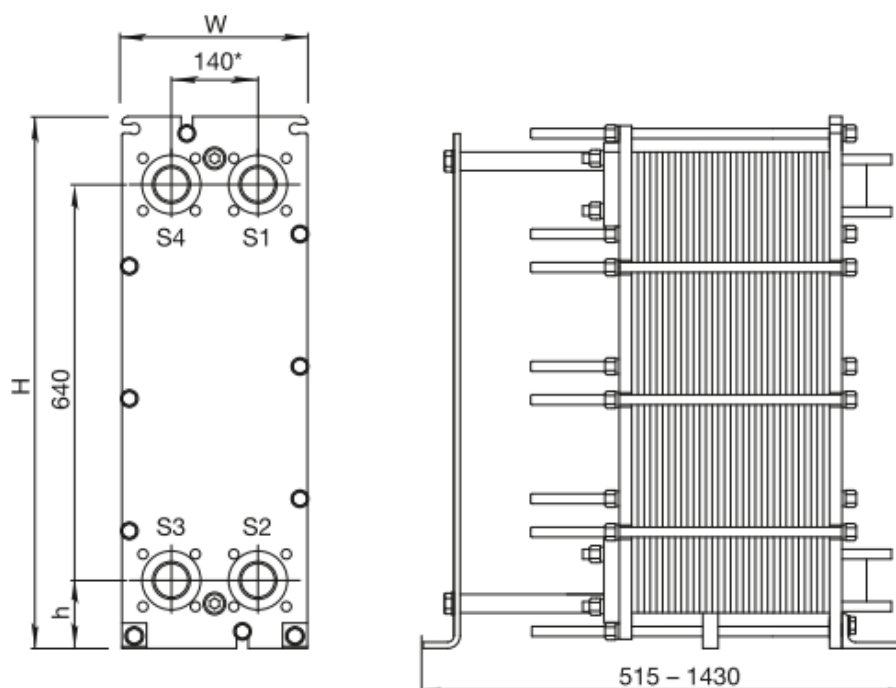


Рисунок 11 – Габаритный чертеж

Габаритные размеры: высота $H=920$ мм, ширина $W=320$ мм, $h=140$ мм, максимальная длина $L=1430$ мм, минимальная длина $L=515$ мм.

6.4 Запорная и регулирующая арматура

Запорная арматура предусматривается: на всех подающих и обратных трубопроводах тепловых сетей на вводе и выводе их из тепловых пунктов: на всасывающем и нагнетательном патрубках каждого насоса; на подводящих и отводящих трубопроводах каждого водоподогревателя. В остальных случаях необходимость установки запорной арматуры определяется проектом. При этом число запорной арматуры на трубопроводах должно быть минимально необходимым, обеспечивающим надежную и безаварийную работу. Установка дублирующей запорной арматуры допускается при обосновании [2].

На вводе тепловых сетей в ЦТП должна применяться стальная запорная арматура, а на выводе из ЦТП допускается предусматривать арматуру из ковкого или высокопрочного чугуна. Запорную арматуру на вводе в ИТП с суммарной тепловой нагрузкой на отопление и вентиляцию

0,2 МВт и более рекомендуется применять стальную. На трубопроводах следует предусматривать устройство штуцеров с запорной арматурой: в высших точках всех трубопроводов — условным диаметром не менее 15 мм для выпуска воздуха (воздушники); в низших точках трубопроводов воды дренажи.

Принимаем к установке: краны шаровые стальные «Danfoss» Jip, Ду50, Ду65, Ду80, Ду100, Ду125.

Краны «Danfoss» Jip снабжены уникальным уплотнением штока, которое в отличие от большинства аналогов других производителей не содержит резины, которая со временем теряет свои свойства под воздействием высоких температур и давлений. Уплотнение штока кранов Jip состоит из нескольких слоев тефлона и графита и гарантирует полную герметичность и неограниченный срок службы данного узла крана в условиях высоких и изменяющихся температур.

Шаровые краны предназначены для перекрытия потока перемещаемой по трубопроводам среды или выпуска ее при дренировании трубопроводов. Они, как правило, не могут быть использованы в качестве регулирующих устройств.

Для возможности не только отключения, но и регулирования распределения расхода теплоносителя и обеспечения расчетного потокораспределения, принимаем к установке краны запорно-регулирующие «Danfoss» JipBaBV.

6.5 Грязевики и фильтры

Грязевики в тепловых пунктах следует предусматривать: на подающем трубопроводе при вводе в тепловой пункт непосредственно после первой запорной арматуры; на обратном трубопроводе перед регулируемыми устройствами, насосами, приборами учета расхода воды и тепловых потоков, не более одного.

Перед механическими водосчетчиками и пластинчатыми водоподогревателями по ходу воды следует устанавливать сетчатые ферромагнитные фильтры. [2]

Принимаем к установке:

- фильтр сетчатый фланцевый чугунный «Danfoss» FVF;
- грязевик абонентской конструкции «Союзтехэнерго».

6.6 Обратный клапан

Обратные клапаны предусматриваются:

а) на циркуляционном трубопроводе системы горячего водоснабжения перед присоединением его к обратному трубопроводу тепловых сетей в открытых системах теплоснабжения или к водоподогревателям в закрытых системах теплоснабжения;

б) на трубопроводе холодной воды перед водоподогревателями системы горячего водоснабжения за водомерами по ходу воды;

в) на ответвлении от обратного трубопровода тепловой сети перед регулятором смешения в открытой системе теплоснабжения;

г) на трубопроводе перемычки между подающим и обратным трубопроводами систем отопления или вентиляции при установке смесительных или корректирующих насосов на подающем или обратном трубопроводе этих систем;

д) на нагнетательном патрубке каждого насоса до задвижки при установке более одного насоса;

е) на обводном трубопроводе у подкачивающих насосов;

ж) на подпиточном трубопроводе системы отопления при отсутствии на нем насоса.

Не следует предусматривать обратные клапаны, дублирующие обратные клапаны, устанавливаемые за насосами. [2]

Принимаем к установке клапаны обратные «Danfoss» тип 402, Ду65, Ду80, Ду100.

Обратные клапаны типа 402 представляют собой наилучшую комбинацию гидравлической эффективности, прочности, герметичности и цены. Работают бесшумно в любом монтажном положении. Не провоцируют гидравлического удара. Герметичны. Оптимальное соотношение цена—качество [20].

6.7 Предохранительные клапаны

Клапан предназначен для защиты систем от повышения давления выше допустимого путем сброса рабочей среды в утилизационную систему. Применяется для защиты резервуаров, трубопроводов и оборудования систем тепло-, водо-, пароснабжения и др. [21]

Для радиаторов критичным давлением является 6 кгс/см^2 , поэтому предохранительные клапаны для систем отопления подбираются на это давление.

На выходе из системы отопления необходимо установить клапаны предохранительные «Прегран» КПП 096-01-16.

6.8 Автоматизация теплового пункта

На вводе тепловых сетей в центральном тепловом пункте предусматривается установка приборов контроля и учета потребляемой тепловой энергии и теплоносителя.

6.8.1 Регуляторы давления и температуры

Регуляторы давления предназначены для обеспечения нужного значения давления.

Регулирование температуры воды, поступающей в системы отопления, производится в зависимости от изменения температуры наружного воздуха по заданному графику температур. Регулирование температуры горячей водопроводной воды осуществляется по заданной температуре 65°C .

Приняты к установке:

- клапан регулятора перепада давлений с автоматическим ограничением расхода «Danfoss», VFQ2/AFPQ Ø40, $K_{vs}=85,0 \text{ м}^3/\text{ч}$, $dP=0,8 \text{ кгс/см}^2$, диапазон перепада давлений 0,15-1,5 бар;
- клапан регулятора температуры систем отопления «Danfoss», VB2, Ø40, $K_{vs}=25,0 \text{ м}^3/\text{ч}$, $dP=0,8 \text{ кгс/см}^2$;
- клапан регулятора температуры систем ГВС «Danfoss», VFM2, Ø65, $K_{vs}=63,0 \text{ м}^3/\text{ч}$, $dP=0,5 \text{ кгс/см}^2$.

6.8.2 Узел учета тепловой энергии и теплоносителя

Измеряемые и регистрируемые величины: объем, объемный расход, давление, температура теплоносителя, тепловая энергия, количество, теплоносителя и средняя температура за каждые сутки, тепловая энергия и количество теплоносителя нарастающим итогом, часовые параметры [18].

Узел учета монтируется на вводе тепловых сетей в здание ЦТП-31 г. Кемерово.

Состав узла учета [19]:

- теплосчетчик – регистратор;
- расходомеры;
- термопреобразователи;
- преобразователи давления измерительные.

Теплосчетчик – регистратор предназначен для измерения параметров теплоносителя и коммерческого учета тепло- и водоресурсов в различных теплосистемах [19].

Расходомер-счетчик предназначен для измерения среднего объемного расхода воды в системе теплоснабжения [19].

Диаметр расходомеров выбирается в соответствие с расчетными тепловыми нагрузками таким образом, чтобы минимальный или максимальный расходы теплоносителя не выходили за пределы нормированного диапазона расходомеров [18].

Термопреобразователи предназначены для измерения температуры и разности температур путем погружения в жидкую, газообразную или спучую среду и могут применяться в теплоэнергетике, химической, пищевой и других отраслях промышленности.

Термопреобразователи следует монтировать симметрично к оси трубопровода идентичным образом как на подающем, так и на обратном трубопроводах. Гильзы термопреобразователей должны монтироваться в патрубках, привариваемых к трубопроводу и должны быть расположены в трубопроводе так, чтобы их чувствительные элементы пересекали ось трубопровода.

Преобразователи давления измерительные предназначены для непрерывного измерения и преобразования избыточного давления жидкостей и газов в сигнал постоянного тока в системах автоматического контроля и управления технологическими процессами.

7 Химическая подготовка воды

При выборе способа защиты стальных труб тепловых сетей от внутренней коррозии и схем подготовки подпиточной воды следует учитывать следующие основные характеристики подпиточной и сетевой воды:

- жесткость;
- водородный показатель pH;
- содержание в воде кислорода и свободной угольной кислоты;
- содержание сульфатов и хлоридов;
- содержание в воде органических примесей (окисляемость воды). [22]

Выбираем магнитный метод обработки воды для закрытой системы горячего водоснабжения, являющийся наиболее целесообразным и удобным в эксплуатации, поскольку не требуются реагентные материалы.

Магнитная обработка применяется при общей жесткости воды не более 10,5 мг-экв/дм³[22].

Установка омагничивания воды применяется для магнитной обработки, как средство борьбы с накипью. Отложения различных солей на стенках теплообменных аппаратов приводят к резкому снижению эффективности их работы, перерасходу греющего теплоносителя и частым остановкам для очистки.

Выделение кристаллов на стенках теплообменников происходит в том случае, если вблизи них находится перенасыщенный раствор солей жесткости. Магнитная обработка воды позволяет устранить перенасыщение, поскольку выделение растворенных солей стимулируется в объеме воды.

Изменения свойств воды, наблюдаемые при ее прохождении через узкий зазор между полюсами постоянного магнита (или электромагнита), позволяет рассматривать омагничивание воды как способ ее обработки.

Важным фактором, влияющим на эффективность магнитной обработки, является скорость протекания воды через магнитное поле, не более 1,3 м/с.

Химический состав воды при прохождении через магнитные поля не меняется. [23]

Для противонакипной магнитной необходимо установить электронный преобразователь солей жесткости «Термит-М».

Они удобны тем, что имеют широкий диапазон магнитной напряженности в рабочем зазоре, легко настраиваются на воду любого качества и надежны в эксплуатации.

8 Указания по монтажу при реконструкции ЦТП

Монтаж и изготовление трубопроводов вести в соответствии с «Правилами промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование под давлением», СНиП 3.05.03-85 «Тепловые сети» и СНиП 3.05.01-85 Актуализированная редакция «Внутренние санитарно-технические системы зданий». Испытание трубопроводов проводить испытательным давлением 1,6 МПа для Т1, Т2, Т11, Т21; для В1 (водопровод), Т3, Т4 – 1,0 МПа.

Сварку стыковых соединений производить электродами Э42 по ГОСТ 9467-75. Швы сварных соединений выполнить по ГОСТ 16037-80. Контроль качества сварных соединений в соответствии со СНиП 3.05.03-85 по ГОСТ 3442-79.

Трубопроводы теплоснабжения выполнить из труб стальных электросварных прямошовных термообработанных по ГОСТ 10704-91 (гр. В сталь 20) . Трубопроводы, транспортирующие воду на хозяйственно-питьевые нужды из труб стальных водогазопроводных оцинкованных по ГОСТ 3262-75* (гр. В сталь 20). Дренажные трубопроводы из труб стальных водогазопроводных по ГОСТ 3262-75* (гр.В Ст3сп4).

В местах прохода трубопроводов через стены и перегородки здания предусмотреть гильзы из стальной трубы.

Установку контрольно-измерительных приборов выполнять в соответствии с «Правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок».

Теплоизоляция трубопроводов и арматуры из вспененного каучука K-Flex Solar HT. Покровный слой теплоизоляционной конструкции из поливинилхлорида ПВХ.

Антикоррозионное покрытие трубопроводов выполнить маслянобитумным (2 слоя) по грунту (1 слой) ГФ-021.

Направление потока указывается острым концом маркировки щитков или стрелками, наносимыми непосредственно на трубопроводы.

Монтаж осуществлять с помощью ручной тали.

Над прямыми выполнить перекрытие из листов стальных с рефлексом.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-5БЗБ1	Журавлева Татьяна Николаевна

	Инженерная школа энергетики	Отделение/НОЦ	НОЦ И.Н. Бутакова
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	Теплоэнергетика и теплотехника

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>оклад научного руководителя 26300 руб.; оклад инженера 17000 руб.; тариф на электроэнергию 2,05 руб.; тариф на покупку тепловой энергии 896,68 руб./Гкал (с НДС); тариф на химически очищенную воду 46,2 руб./м³; тариф на водопроводную воду 34,96 руб./м³.</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Районный коэффициент – 30%.</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Социальные отчисления от ФОТ – 30%.</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Планирование работ и оценка времени их выполнения.</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Смета затрат на проект.</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет экономической эффективности</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преп.	Кузьмина Наталия Геннадьевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5БЗБ1	Журавлева Татьяна Николаевна		

9 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В данном разделе рассчитываются затраты на исследование темы «Реконструкция центрального теплового пункта микрорайона №31 города Кемерово». Техническая часть работы была рассмотрена с точки зрения проектирования центрального теплового пункта с целью приведения теплогидравлического режима микрорайона в соответствие с требуемыми параметрами.

9.1 Планирование работ и оценка времени их выполнения

Для планирования выполнения работ по разработке проекта реконструкции центрального теплового пункта составляется план. В котором подсчитывается по пунктам трудоемкость работ, количество исполнителей, участвующих в проекте, расходы и текущие затраты: заработная плата, социальные отчисления.

Разделим проект на основные части, и определим время и количество человек, необходимые для выполнения каждой части. Результаты занесем в таблицу №14.

Таблица 14 – График выполнения проекта

№	Наименование работ	Исполнитель	Продолжительность, дней
1	2	3	4
1	Выдача и получение задания	Научный руководитель Инженер	1
2	Сбор исходных данных для проектирования	Инженер	2
3	Расчет часовых нагрузок по укрупненным показателям	Инженер	4
4	Построение графиков тепловых нагрузок	Инженер	3
5	Расчет температурного графика	Инженер	1
6	Определение расходов теплоносителя	Инженер	1

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4
7	Гидравлический расчет тепловых сетей на отопление и горячее водоснабжение, построение пьезометрического графика	Инженер	5
8	Проверка расчетов	Научный руководитель Инженер	1
9	Доработка расчетов и исправление замечаний	Инженер	2
10	Расчет и выбор оборудования ЦТП	Инженер	5
11	Выполнение графической части проекта	Инженер	5
12	Утверждение расчетов и чертежей	Научный руководитель Инженер	1
13	Доработка расчетов и исправление замечаний	Инженер	4
14	Оформление работы по стандартам ТПУ	Инженер	4
15	Утверждение ВКР руководителем	Научный руководитель Инженер	1
	ИТОГО:	Научный руководитель Инженер	4 40

В выполнении проекта участвуют два человека: один – руководитель проекта, другой исполнитель проекта.

Время на выполнение проекта $T = 40$ дней.

9.2 Смета затрат на проектирование

Капитальные вложения в проект определяются по следующей формуле:

$$K_{np} = K_{mat} + K_{am} + K_{зн} + K_{со} + K_{пр} + K_{пр}, \text{ руб.}; \quad (31)$$

где K_{mat} – материальные затраты, руб.;

K_{am} – амортизация компьютерной техники, руб.;

$K_{зн}$ – затраты на заработную плату, руб.;

$K_{со}$ – затраты на социальные нужды;

K_{np} – прочие затраты, руб.;

K_{nr} – накладные расходы, руб.

9.2.1 Материальные затраты

К материальным затратам относятся затраты на канцелярские товары, принимаются в размере 1000,00 руб.

9.2.2 Амортизация компьютерной техники

Отражает сумму амортизационных отчислений на полное восстановление основных производственных фондов, рассчитанную исходя из балансовой стоимости и утвержденных норм амортизации.

К основным фондам при выполнении проекта относятся компьютер и печатное устройство принтер.

Затраты на амортизацию компьютерной техники рассчитывается по следующей формуле:

$$K_{ам} = \frac{T_{исп.кт}}{T_{кал}} \cdot C_{кт} \cdot \frac{1}{T_{сл}}, \text{ руб.}, \quad (32)$$

где $T_{исп.кт}$ – время использования компьютерной техники, $T_{исп.кт} = 40$ дней;

$T_{кал.}$ – календарное время, (365 дней);

$C_{кт.}$ – цена компьютерной техники.

$T_{сл}$ – срок службы компьютерной техники, 5 лет;

$$K_{ам.ком.} = \frac{40}{365} \cdot 20000 \cdot \frac{1}{5} = 438,4 \text{ руб.};$$

$$K_{ам.прин.} = \frac{3}{365} \cdot 5000 \cdot \frac{1}{5} = 8,2 \text{ руб.}$$

Сумма амортизационных отчислений:

$$K_{ам.} = K_{ам.ком.} + K_{ам.прин.} = 438,4 + 8,2 = 446,6 \text{ руб.}$$

9.2.3 Затраты на заработную плату

В состав затрат на оплату труда включаются: выплаты заработной платы за фактически выполненные работы, исходя из сдельных расценок, должностных окладов в соответствии с принятыми на предприятии нормами и системами оплаты труда, выплаты, обусловленные районным регулированием оплаты труда; оплата в соответствии с действующим законодательством очередных и дополнительных отпусков.

Общая заработная плата рассчитывается по формуле:

$$K_{зп} = ЗП_{рук.} + ЗП_{инж.}, \text{ руб.} \quad (33)$$

где $ЗП_{рук.}$ – заработная плата научного руководителя

$ЗП_{инж.}$ – заработная плата инженера;

Месячная заработная плата:

$$ЗП_{мес.} = ЗП_o \cdot K_1 \cdot K_2, \text{ руб.} \quad (34)$$

где $ЗП_o$ – месячный оклад:

K_1 – коэффициент, учитывающий отпуск, $K_1 = 10\%$;

K_2 – районный коэффициент, для города Томска $K_2 = 30\%$;

Месячная заработная плата научного руководителя:

$$ЗП_{мес} = 26300 \cdot 1,1 \cdot 1,3 = 37609 \text{ руб.}$$

Месячная заработная плата инженера:

$$ЗП_{мес} = 17000 \cdot 1,1 \cdot 1,3 = 24310 \text{ руб.}$$

Расчет заработной платы согласно затраченному времени на выполнение ВКР:

$$ЗП_{он} = \frac{ЗП_{мес}}{Д}, \text{ руб.},$$

где $Д$ – количество рабочих дней в месяце, (21 день).

Дневная ставка научного руководителя:

$$ЗП_{он} = \frac{37609}{21} = 1790,9 \text{ руб.}$$

Дневная ставка инженера:

$$ЗП_{он} = \frac{24310}{21} = 1157,6 \text{ руб.}$$

Расчет заработной платы согласно затраченному времени на выполнение ВКР:

$$ЗП_{рук.} = 1790,9 \cdot 4 = 7163,6 \text{ руб.};$$

$$ЗП_{инж.} = 1157,6 \cdot 40 = 46304 \text{ руб.}$$

Затраты на общую заработную плату:

$$K_{зн} = 7163,6 + 46304 = 53467,6 \text{ руб.}$$

9.2.4 Затраты на социальные отчисления

Данная статья отражает обязательные отчисления по установленным законодательным нормам органам государственного социального страхования, пенсионного фонда, государственного фонда занятости и медицинского страхования.

Затраты на социальные отчисления принимаются в размере 30% от затрат на заработную плату и рассчитываются по формуле:

$$K_{со} = 0,3 \cdot K_{зн}, \text{ руб.}$$

$$K_{со} = 0,3 \cdot 53467,6 = 16040,3 \text{ руб.}$$

9.2.5 Прочие затраты

К прочим затратам себестоимости проекта относятся налоги, отчисления во внебюджетные фонды, затраты на командировки и т.д. Прочие затраты рассчитываются как 10% от суммы материальных затрат, затрат на заработную плату и отчислений на социальные нужды, амортизационных отчислений:

$$K_{пр} = 0,1 \cdot (K_{мат} + K_{ам} + K_{зн} + K_{со}),$$

$$K_{пр} = 0,1 \cdot (1000,0 + 443,6 + 53467,6 + 16040,3) = 7095,2 \text{ руб.}$$

9.2.6 Накладные расходы

В стоимости проекта учитываются накладные расходы, включающие в себя затраты на аренду помещений, оплату тепловой и электрической энергии, затраты на ремонт зданий и сооружений, заработную плату административных сотрудников и т.д. Накладные расходы принимаются в размере 200% от затрат на заработную плату.

$$K_{np} = 2 \cdot K_{зн}, \text{ руб.},$$

$$K_{np} = 2 \cdot 53467,6 = 106935,2 \text{ руб.}$$

Общие капитальные вложения в проект составят (формула 31):

$$K_{np} = 1000 + 443,6 + 53467,6 + 16040,3 + 7095,2 + 106935,2 = 184981,9 \text{ руб.}$$

Результаты расчета приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Смета затрат на проектирование

Элементы затрат	Стоимость, руб.
Материальные затраты, K_{mat}	1000
Амортизация компьютерной техники, $K_{ам}$	443,6
Затраты на заработную плату, инженера и научного руководителя, $K_{зн}$	53467,6
Затраты на социальные нужды, $K_{со}$	16040,3
Прочие затраты, K_{np}	7095,2
Накладные расходы, K_{np}	106935,2
Итого, K_{np}	184081,9

9.2.7 Смета затрат на оборудование и монтажные работы

Стоимость монтажных работ принята в размере 20% от суммарной стоимости оборудования.

Таблица 16 – Смета затрат

Элементы затрат	Стоимость, руб.
1	2
Тепломеханическое оборудование (теплообменник, насосы, регуляторы давления и температуры, запорная арматура и т.д.)	1148383

1	2
Электрооборудование и освещение	236150
Узел учета тепловой энергии	863798
Суммарная стоимость оборудования	2248331
Монтажные работы	449666
Итого	2697997

9.3 Расчет экономической эффективности

Выполним оценку экономической эффективности путем сравнения затрат до реконструкции центрального теплового пункта и после реконструкции. На вводе тепловых сетей в центральном тепловом пункте предусматривается установка регуляторов температуры воды, поступающей в системы отопления, в зависимости от изменения температуры наружного воздуха по заданному графику температур (система погодного регулирования), а также замена схемы подключения системы горячего водоснабжения с открытой схемы на закрытую.

9.3.1 Система погодного регулирования

Расход теплоносителя при температуре наружного воздуха $t_{но} = 8^\circ \text{C}$ в ЦТП-31 без системы погодного регулирования составляет $G_o^p = 3,98 \text{ м}^3/\text{ч}$ (таблица 8).

Применение системы погодного регулирования позволит в переходный период, который длится 90 суток, сократить расход воды в ЦТП.

Расход теплоносителя в ЦТП-31 с системой погодного регулирования при температуре наружного воздуха $t_{но} = 8^\circ \text{C}$ составляет $G_o^p = 2,4 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Расход тепла без применения системы:

$$Q = \frac{G_o^p \cdot \Delta t \cdot c}{3,6} = \frac{3,98 \cdot (70 - 42,6) \cdot 4,19 \cdot 10^{-3}}{3,6} = 0,124 \text{ МВт}.$$

Расход тепла с применением системы погодного регулирования:

$$Q_{нз} = \frac{G_o^p \cdot \Delta t \cdot c}{3,6} = \frac{2,4 \cdot (70 - 42,6) \cdot 4,19 \cdot 10^{-3}}{3,6} = 0,076 \text{ МВт.}$$

Покупка тепловой энергии у Кемеровской ТЭЦ по цене 896,68 руб./Гкал (с НДС) (тариф на покупку тепловой энергии на 2018г.).

Оплата за тепловую энергию составит:

До реконструкции:

$$Q = 0,124 \text{ МВт} = 0,107 \text{ Гкал.}$$

$$C = Q \cdot C_{т.э.} = 0,107 \cdot 896,68 = 95,9 \text{ руб/ч,}$$

где Q - количество тепла, Гкал/ч;

$C_{т.э.}$ – стоимость 1 Гкал/ч.

После реконструкции:

$$C = Q_{нз} \cdot C_{т.э.} = 0,076 \cdot 896,68 = 68,1 \text{ руб/ч.}$$

Экономия в денежном выражении:

$$\Delta Э = 95,9 - 68,1 = 27,8 \text{ руб/ч.}$$

В сутки: $27,8 \cdot 24 = 667,2 \text{ руб.}$

В переходный период, продолжительностью 90 суток экономия составит 60048 руб.

9.3.2 Закрытая схема горячего водоснабжения

Затраты на горячую воду при открытой схеме за отопительный период:

$$Z_{звс}^o = G_{звс}^{\max} \cdot C_o \cdot t \cdot n = 13,69 \cdot 52,4 \cdot 5 \cdot 232 = 832133 \text{ руб.}$$

где $G_{звс}^{\max}$ – расчетный расход сетевой воды на горячее водоснабжение:

$$G_{звс}^{\max} = 13,44 \text{ т/ч} = 13,69 \text{ м}^3/\text{ч};$$

C_o – стоимость химически очищенной воды, 46,2 руб/м³;

t – количество часов максимального водоразбора, ч;

n – продолжительность отопительного периода, сут.

Затраты на горячую воду при закрытой схеме за отопительный период:

$$Z_{\text{звс}}^3 = G_{\text{звс}}^{\text{max}} \cdot (C_{\text{в}} + Z_{\text{хвп}}) \cdot t \cdot n = 13,69 \cdot (34,96 + 10,25) \cdot 5 \cdot 232 = 717953 \text{ руб.}$$

где $G_{\text{звс}}^{\text{max}}$ – расчетный расход сетевой воды на горячее водоснабжение:

$$G_{\text{звс}}^{\text{max}} = 13,44 \text{ т/ч} = 13,69 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$C_{\text{в}}$ – стоимость водопроводной воды, руб/м³;

$Z_{\text{хвп}}$ – затраты на химводоподготовку, руб/ч;

$$Z_{\text{хвп}} = N \cdot C_{\text{э}} = 5 \cdot 2,05 = 10,25 \text{ руб/ч.}$$

где N – мощность аппарата для очистки воды от солей жесткости «Термит-М», кВт;

$C_{\text{э}}$ – стоимость 1 кВт электроэнергии, руб/(кВт·ч).

Экономия за отопительный период составит:

$$\Delta Z = Z_{\text{звс}}^o - Z_{\text{звс}}^3 = 832133 - 717953 = 114180 \text{ руб.}$$

$$\Delta = \frac{832133 - 717953}{832133} \cdot 100 = 13,7 \text{ \%}.$$

Регулирование температуры воды, поступающей в систему отопления, с помощью системы погодного регулирования, а также замена открытой схемы включения ГВС на закрытую обеспечит экономию топливно-энергетических ресурсов, оптимизацию топливно-энергетического баланса, уменьшение затрат на ЭР.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-5БЗБ1	Журавлева Татьяна Николаевна

	Инженерная школа энергетики	Отделение/НОЦ	НОЦ И.Н. Бутакова
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Теплоэнергетика и теплотехника

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Реконструкция центрального теплового пункта микрорайона №31 города Кемерово
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность	Анализ источников опасностей и вредностей – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия)
2. Экологическая безопасность:	экологическая безопасность при организации строительства
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	безопасность в чрезвычайных ситуациях
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	правовые нормы трудового законодательства

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Василевский Михаил Викторович	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5БЗБ1	Журавлева Татьяна Николаевна		

10 Социальная ответственность

Введение

Корпоративная социальная ответственность – это концепция, в соответствии с которой организации учитывают интересы общества, возлагая на себя ответственность за результаты деловых операций. Это обязательство предполагает, что организации добровольно принимают дополнительные меры для повышения качества жизни работников и их семей, а также местного сообщества и общества в целом.

Индивидуальная социальная ответственность – ответственность человека за результаты своей деятельности (прикладывает усилия, чтобы не наносить вред сотрудникам, предприятию, всему обществу или природе).

Социальная ответственность (корпоративная и индивидуальная) – важная составляющая устойчивого будущего человечества.

Для создания благоприятных условий для высокопроизводительного труда, усиления его творческого характера необходимо всемерное сокращение ручного, малоквалифицированного и тяжелого физического труда путем внедрения мероприятий по охране труда. Вопросам охраны труда уделяется большое внимание во всех промышленно развитых странах.

Основываясь на анализе конкретных данных, характеризующих состояние условий труда на предприятиях, последствий их влияния на здоровье работников, представляется возможным выявить основные причины, воздействующие на формирование неблагоприятных условий труда.

Одним из наиболее существенных направлений формирования у предпринимателей материальной заинтересованности в улучшении условий труда является значительное увеличение "экономического веса" сложившихся на предприятии неблагоприятных условий труда. В общем плане экономическая ситуация должна быть такой, когда затраты на улучшение условий труда в конечном счете будут меньше всех совокупных затрат, включающих выплаты, потери, возмещение ущерба, связанных с

вредными и тяжелыми условиями труда. Необходимо принимать меры по повышению ответственности работодателей за улучшение условий и охраны труда, осуществлять поэтапный переход от системы льгот и компенсаций работникам за работу в неблагоприятных условиях труда к экономическому механизму, способствующему достижению высокого уровня безопасности труда и предотвращению аварий, несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний.

Производственная санитария – это система организационных мероприятий и технических средств, предотвращающих или уменьшающих воздействие на работающих вредных производственных факторов (ВПФ). Одной из частей производственной санитарии является санитарные мероприятия и устройства технического характера, которые включает: системы и устройства вентиляции, очистки выбросов вредных веществ в атмосферу, освещенности, защиты человека от производственных вибраций, шума и т.п.

АО «Кузбассэнерго» – «Кемеровская теплосетевая компания» осуществляет передачу и распределение тепла в г. Кемерово от источников теплоснабжения АО «Кемеровская генерация» (входят в состав ООО «Сибирская генерирующая компания») к потребителям по водяным тепловым сетям города Кемерово.

Объектом разработки проекта является реконструкция центрального теплового пункта микрорайона №31 города Кемерово с целью приведения теплогидравлического режима микрорайона в соответствие с требуемыми параметрами.

10.1 Характеристика объекта

Рассматривается подключение от ЦТП-31 системы теплоснабжения микрорайона №31 города Кемерово Кировского района. В качестве теплоносителя используется горячая вода. Температурный график регулирования температуры сетевой воды источника теплоснабжения Кемеровская ТЭЦ АО «Кемеровская генерация» 150 -70 °С.

Произведён выбор основного оборудования центрального теплового пункта: подогревателя ГВС, выбор насосов: смесительного и циркуляционного, а также другого оборудования, обеспечивающего работу ЦТП.

Подключение системы горячего водоснабжения к тепловой сети предусмотрено по закрытой схеме, для работы горячего водоснабжения в летний период предусмотрена перемычка для открытого водоразбора. Подключение системы теплоснабжения необходимо выполнить по зависимой схеме через смесительный насос. Для присоединения систем отопления и горячего водоснабжения в ЦТП выбраны авторегуляторы, обеспечивающие коррекцию и местное регулирование температуры сетевой воды и поддержание необходимых перепадов давления на выходе из ЦТП-31. Предусмотрена установка приборов учета и контроля тепла.

10.2 Опасные производственные факторы при работе с тепловыми пунктами

При работе в помещении теплового пункта основными опасными производственными факторами являются следующие:

- очень высокая температура поверхности трубопроводов и составных частей блочного теплового пункта (теплообменник, трубы, регулирующая арматура), при случайном соприкосновении части тела человека с горячей поверхностью, можно получить серьезный ожог, что может привести к потере трудоспособности человека;
- оборудование, находящееся под высоким давлением;
- повышенная влажность воздуха рабочей зоны;
- недостаточная освещенность рабочего места.

В основном тепловые пункты располагаются в помещениях, где освещение производится только за счет искусственных источников света. Недостаточность освещения приводит к снижению зрения, к снижению

производительности труда, утомлению, боли в голове и головокружениям и в дальнейшем к полной потере зрения.

- повышенное значение напряжения электрической цепи.

Циркуляционные насосы, электронные регуляторы, силовые электрические цепи двигателей циркуляционных насосов и редукторных электроприводов соединяющие их с внешней электрической сетью напряжением 220 В и частотой 50 Гц могут быть опасной угрозой для жизни человека, так как есть риск поражения электрическим током. Также изношенные силовые цепи и электропроводка могут привести к коротким замыканиям и быть причиной пожара.

- повышенная загазованность и недостаточное содержание кислорода в воздухе рабочей зоны;
- поскольку пол помещения теплового пункта покрыт бетоном, он может накапливать пыль, что при уборке помещения может распространиться в воздухе. Пыль может содержать в своем составе различные болезнетворные бактерии и дисперсные частицы, что может привести к профессиональным заболеваниям, общим названием пневмокониоз.
- вращающиеся и движущиеся механизмы.

10.3 Мероприятия по снижению вредных и опасных факторов при работе на тепловом пункте

Мероприятия по снижению вредных и опасных факторов при работе на тепловом пункте включают следующие пункты:

- защита от ожога при работе с оборудованием теплового пункта;
- организация достаточного освещения рабочего места;
- обеспечение безопасности при работе с электрическими устройствами теплового пункта;
- обеспечение вентиляции помещения теплового пункта;
- мероприятия по защите от пыли и т.д.

Организация достаточного освещения в тепловом пункте можно достичь за счет замены ламп накаливания на люминесцентные лампы, которые по сравнению с лампами накаливания имеют существенные преимущества:

- по спектральному составу света они близки к дневному, естественному освещению;
- обладают более высоким КПД (в 1.5-2 раза выше, чем КПД ламп накаливания);
- обладают повышенной светоотдачей (в 3-4 раза выше, чем у ламп накаливания);
- более длительный срок службы.

Тепловые пункты должны оборудоваться аварийным освещением.

Для обеспечения безопасности при работе с электротехническими устройствами теплового пункта необходимо заземлить все узлы блочного теплового пункта, подключенные к внешней электрической сети. Периодически проверять изоляцию проводников всех силовых цепей соединяющие узлы управления насосов и исполнительных механизмов блочного теплового пункта. Для исключения случайного соприкосновения части тела с проводами, необходимо аккуратно собрать всю электропроводку в единую шину и оградить их электроизоляционным материалом. Рекомендуется повесить стенды с содержанием правил работы с электротехническим оборудованием и правила электробезопасности, в том числе с электронным регулятором и электроприводами. Рекомендуется выдать слесарю по ремонту электрооборудования теплового пункта средства индивидуальной защиты (резиновые перчатки, резиновые сапоги со свойством электроизоляции).

Для защиты рабочего персонала теплового пункта от пыли необходимо покрыть пол керамическим покрытием (кафелем), что облегчить уборку помещения теплового пункта и исключит возможность накопления пыли. Следует каждый день выполнять влажную уборку помещения

теплового пункта, уделяя особое внимание на поверхность пола и рабочим поверхностям оборудования блочного теплового пункта. Следует своевременно чистить поверхности составляющих установок блочного теплового пункта, скапливающие пыль.

Особенно опасным фактором в тепловом пункте является возникновение пожара, т.к. в основном тепловые узлы находятся в подвальных помещениях с недостаточной вентиляцией и зачастую с удаленным выходом.

Причинами пожара и возгораний в помещении теплового пункта являются:

- неправильное устройство и неисправность или нарушение режима работы аппаратуры узла учета, электронного регулятора теплоснабжения;
- неисправность и перегрузка технологического оборудования блочного теплового пункта (двигатели циркуляционных насосов контуров отопления и ГВС, редукторные электроприводы);
- перегрузка электрических сетей, износ изоляции электропроводки и короткое замыкание;
- неправильное заземление электрооборудования;
- несоблюдение рабочим персоналом правил пожарной безопасности;
- неосторожное обращение с огнем (курение в неположенных местах, небрежное и неосторожное проведение газо- сварочных работ на тепловом пункте).

Горючими элементами могут быть:

- перегородки, двери;
- составляющие части блочного теплового пункта, такие как ластиковые корпуса редукторных электроприводов, резиновые прокладки между фланцевыми соединениями;
- панель электронного регулятора теплоснабжения;
- изоляция электропроводки;

- шумоизоляционные пластиковые, полимерные материалы теплового пункта;
- скопившийся мусор.

Для ликвидации пожара возникшего в помещении теплового пункта в начальной стадии применяются первичные средства пожаротушения: сухой песок, асбестовые одеяла, кошмы, внутренние пожарные водопроводы, огнетушители ручные и передвижные.

Большое значение для защиты от пожаров является правильный выбор огнетушащего вещества. Поскольку аппаратура узла учета, электронный регулятор теплопотребления и редукторные электроприводы являются дорогостоящими, в случае пожара применение воды и пены в качестве огнегасящего средства должно быть совсем исключено. В этом случае используются порошковые огнетушители.

Необходимо оснастить помещение теплового пункта автоматизированной системой оповещения пожара и установить централизованную систему сигнализации, которая при возникновении пожара сигнализируется на пульте диспетчера пожарной службы. Для этой цели рекомендуется оборудовать помещение датчиками дыма и термодатчиками.

10.4 Основные средства индивидуальной защиты

Для защиты от воздействия опасных и вредных факторов необходимо применять следующие средства защиты.

При работе на движущихся и вращающихся машинах и механизмах не должно быть развевающихся частей, которые могут быть захвачены движущимися частями механизмов.

При необходимости нахождения вблизи горячих частей оборудования следует принять меры по защите от ожогов и действия высоких температур (ограждение оборудования, вентиляция, теплая спецодежда).

При выполнении работ на участках с температурой воздуха выше 33°C необходимо применять режим труда с интервалами времени для отдыха и охлаждения.

Работу в зонах с низкой температурой окружающего воздуха следует производить в теплой спецодежде и чередовать по времени с нахождением в тепле.

При нахождении в помещениях с действующим энергетическим оборудованием слесарь должен надевать застегнутую подбородным ремнем защитную каску.

При недостаточной освещенности рабочей зоны следует применять дополнительное местное освещение.

Для защиты от поражения электрическим током необходимо применить диэлектрические перчатки, ковры, изолирующие подставки.

Перед каждым пусковым устройством электродвигателей должны находиться диэлектрические коврики или изолирующие подставки.

Слесарь по обслуживанию тепловых пунктов должен работать в спецодежде и спецобуви и применять другие средства защиты, выдаваемые в соответствии с действующими отраслевыми нормами.

В зависимости от характера работ и условий их производства слесарю бесплатно временно должна выдаваться дополнительная спецодежда и защитные средства для этих условий.

Перед началом работы слесарь по обслуживанию тепловых пунктов должен:

- привести в порядок спецодежду. Рукава и полы спецодежды следует застегнуть на все пуговицы, волосы убрать под каску. Одежду необходимо заправить так, чтобы не было свисающих концов или развевающихся частей. Обувь должна быть закрытой и на низком каблуке. Запрещается засучивать рукава спецодежды;

- проверить на рабочем месте наличие и пригодность средств защиты, инструмента и приспособлений, а также наличие электрического фонаря, средств пожаротушения, плакатов или знаков безопасности;
- проверить в зоне обслуживания исправность ограждений площадок и лестниц, наличие на оборудовании нумерации и надписей, отсутствие течи масла, свищей, выбросов горячей воды, пара, предметов, загромождающих проходы и проезды;
- проверить достаточность освещения рабочей зоны и на обслуживаемом оборудовании (отсутствие перегоревших ламп) наличие плафонов на светильниках.

Во время работы слесарь по обслуживанию тепловых пунктов должен следить за исправностью полов, перекрытий, решеток, прямков закрепленной зоны. При обнаружении неогражденных проемов слесарь должен принять меры, предупреждающие падение и травмирование людей.

При работе с инструментом слесарь не должен класть его на перила ограждений или неогражденный край площадки. Положение инструмента на рабочем месте должно устранять возможность его скатывания или падения.

При обнаружении загазованности или недостаточного содержания кислорода в воздухе помещения входить в него можно только после вентиляции и повторной проверки воздуха в нем на отсутствие газа и достаточность кислорода. Если в результате вентиляции удалить газ не удастся, то входить и работать в газоопасном помещении допускается только в шланговом противогазе.

Вход в запаренные подземные и подвальные помещения запрещается.

Спуск в подземные (подвальные) сооружения при температуре воды на полу выше 45°C независимо от ее уровня не допускается; при более низкой температуре спуск разрешается при уровне воды до 20 см.

Подлежащий ремонту участок трубопровода во избежание попадания в него пара или горячей воды должен быть отключен как со стороны смежных трубопроводов и оборудования, так и со стороны дренажных и

обводных линий. Дренажные линии и воздушники, сообщаемые непосредственно с атмосферой, должны быть открыты.

С трубопроводов, отключенных для ремонта, следует снять давление и освободить их от пара и воды. С электроприводов отключающей арматуры снять напряжение, а с цепей управления электроприводами - предохранители.

Вся отключающая арматура должна быть в закрытом состоянии. Вентили открытых дренажей, соединенных непосредственно с атмосферой должны быть открыты. Вентили дренажей закрытого типа после дренирования трубопровода должны быть закрыты; между запорной арматурой и трубопроводом должна быть арматура, непосредственно соединенная с атмосферой. Отключающая арматура и вентили дренажей должны быть обвязаны цепями или заблокированы другими приспособлениями и заперты на замки.

На вентилях и задвижках отключающей арматуры должны быть вывешены знаки безопасности.

Приступать к ремонту трубопроводов при избыточном давлении в них не разрешается. Дренирование воды и пара должно производиться через спускную арматуру.

Открывать и закрывать задвижки и вентили с применением рычагов, удлиняющих плечо рукоятки или маховика, не предусмотренных инструкцией по эксплуатации арматуры, запрещается.

При закрывании и открывании арматуры следует действовать осторожно, избегая срыва применяемого приспособления с маховика задвижки.

Запрещается эксплуатация теплообменных аппаратов после истечения срока очередного освидетельствования или выявления дефектов, угрожающих нарушением надежной и безаварийной работы, при отсутствии и неисправности элементов их защит. Наличие дефектов, а также

неисправность защит повышает вероятность разрушения теплообменных аппаратов и, соответственно, вероятность несчастных случаев.

Запрещается подтяжку фланцевых соединений производить при избыточном давлении более 0,5 МПа (5 кгс/см²). При подтяжке болтовых соединений фланцев и лючков машинист-обходчик должен располагаться с противоположной стороны от возможного выброса струи воды, пара или газовой среды при срыве резьбы. Затяжку болтов следует производить с диаметрально противоположных сторон.

Подтягивание фланцевого соединения и сальников чугунной арматуры без снятия давления и дренирования теплоносителя - запрещается.

На всех фланцевых соединениях болты следует затягивать постепенно поочередно с диаметрально противоположных сторон.

При подтягивании резьбового соединения рабочий должен располагаться с противоположной стороны от возможного выброса струи воды и пара при срыве резьбы.

Подтяжка фланцевых и муфтовых соединений при наличии давления в системе запрещается.

При выполнении текущих ремонтных работ на тепловом пункте, когда температура теплоносителя не превышает 75°C, оборудование следует отключать головными задвижками на тепловом пункте.

При температуре теплоносителя тепловой сети выше 75°C ремонт и смену оборудования на тепловом пункте следует производить после отключения системы головными задвижками на тепловом пункте и задвижками на ответвлении к абоненту (в ближайшей камере).

Систему должен отключать персонал района тепловых сетей.

Запрещается во время работы теплообменного аппарата проведение его ремонта или работ, связанных с ликвидацией неплотностей соединений отдельных элементов аппарата, находящихся под давлением.

Запрещается во время работы:

- прикасаться к горячим частям оборудования, трубопроводов и другим элементам, имеющим температуру 45°C и выше;
- находиться вблизи фланцевых соединений и арматуры трубопроводов более времени, необходимого для снятия показаний КИП или проведения осмотров;
- открывать дверки распределительных шкафов, щитов и сборок, производить очистку светильников и замену перегоревших ламп освещения, прикасаться к оголенным или неизолированным проводам;
- эксплуатировать неисправное оборудование, а также оборудование с неисправными или отключенными устройствами аварийного отключения блокировок, защит и сигнализации;
- опираться и становиться на барьеры площадок, перильные ограждения, предохранительные кожуха муфт и подшипников, ходить по трубопроводам, а также по конструкциям и перекрытиям, не предназначенным для прохода по ним;
- запрещается для сокращения маршрута обхода перепрыгивать или перелезать через трубопроводы. Переходить через трубопроводы следует только в местах, где имеются переходные мостики;
- передвигаться по случайно брошенным предметам (кирпичам, доскам и т.п.);
- смазывать и подтягивать сальники уплотнителей на действующем оборудовании.

При обнаружении дефектов на оборудовании дежурный слесарь должен немедленно сообщить об этом своему вышестоящему дежурному персоналу.

10.5 Экологическая политика.

Экологическая политика является декларацией высшим руководством Компании общих намерений и направлений развития, сочетающихся с приоритетными направлениями в области охраны окружающей среды.

Система действий и мероприятий, осуществляемая органами управления, структурными подразделениями, должностными лицами и сотрудниками Компании в области природопользования и охраны окружающей среды, является составной частью стратегического видения Компании и направлена на последовательное и непрерывное снижение воздействия производства на окружающую среду, соответствие законодательным и нормативным требованиям.

Компания в полной мере осознает риски негативного воздействия в процессе своей производственной деятельности на все компоненты окружающей среды, для снижения и предотвращения которых Руководство Компании принимает на себя обязательства:

- осуществлять основные и вспомогательные производственные процессы в соответствии с требованиями федерального, регионального природоохранного законодательства с использованием норм международного права и лучших практик других компаний;
- обеспечивать энерго- и ресурсосбережение на всех стадиях производственного процесса и нести ответственность за обеспечение охраны окружающей среды при развитии;
- принимать управленческие и инвестиционные решения с учетом экологических приоритетов, экономических и социальных факторов;
- стремиться к приоритетности внедрения наилучших доступных технологий по сравнению с мероприятиями по минимизации негативных экологических последствий от работы действующего оборудования (с учетом технико-экономического обоснования);
- постоянно улучшать процессы управления природоохранной деятельностью;
- стремиться к открытости и доступности экологической информации.

Экологическая политика направлена также на формирование

благоприятных условий для осуществления бизнес-стратегии и обеспечения положительной репутации Компании.

10.6 Требования безопасности в чрезвычайных ситуациях

При нарушении режимов работы тепловых сетей, повреждении оборудования слесарь должен:

- принять меры к восстановлению нормального режима или ликвидации аварийного положения и предотвращения развития технологического нарушения;
- сообщить о происшедшем мастеру (начальнику теплосетевого района);
- немедленно вывести в безопасное место находящихся в помещении людей.

При возникновении пожара:

- сообщить по принадлежности оборудования соответствующим руководителям, диспетчерам, дежурным и в ближайшую пожарную часть;
- принять меры к тушению пожара имеющимися первичными средствами пожаротушения, соблюдая меры безопасности и удалив посторонних людей с места тушения пожара.

10.7 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности характерные для проектируемой рабочей зоны правовые нормы трудового законодательства

При работах с вредными и опасными условиями труда, а также выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением, работникам бесплатно выдаются прошедшие обязательную, сертификацию или декларирование соответствия специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты, а также смывающие и (или) обезвреживающие средства в соответствии с типовыми нормами. При работе с вредными условиями труда работникам выдаются

бесплатно по установленным нормам молоко или другие равноценные пищевые продукты. Выдача работникам по установленным нормам молока или других равноценных пищевых продуктов по письменным заявлениям работников может быть заменена компенсационной выплатой в размере, эквивалентном, стоимости этих продуктов, если это предусмотрено коллективным договором и (или) трудовым договором. Федеральный государственный надзор за соблюдением трудового законодательства и иных нормативных правовых актов, содержащих нормы трудового права, осуществляется федеральной инспекцией труда в порядке, установленном Правительством Российской Федерации. Государственный контроль (надзор) за соблюдением требований по безопасному ведению работ в отдельных сферах деятельности осуществляется в соответствии с законодательством Российской Федерации уполномоченными федеральными органами исполнительной власти. Ведомственный контроль за охраной труда проводят министерства и ведомства, которые контролируют внутриведомственное соблюдение законодательства о труде. Для этого создают специальные службы охраны труда в виде отделов с аппаратом инженеров по охране труда, санитарных врачей и других специалистов. Профсоюзный общественный контроль за охраной труда осуществляют общественные инспектора и комиссии по охране труда комитетов профсоюзов. Для исключения возможности несчастных случаев должны проводиться обучение, инструктажи и проверка знаний работников требований безопасности труда.

Вывод

В результате выполненных работ по реконструкции ЦТП-31 микрорайона 31 города Кемерово ожидается восстановление теплогидравлического режима и обеспечение надежной и бесперебойной подачи теплоносителя потребителям микрорайона, что приведет к улучшению жизни людей, снятию социальной напряженности.

Заключение

В результате обследования системы теплоснабжения микрорайона 31 Кировского района города Кемерово выявлено: температура теплоносителя в подающем и обратном трубопроводе выше утвержденного температурного графика на 10–15 °С; недостаточные располагаемые напоры на вводе в здания потребителей тепловой энергии; в связи с отсутствием авторегуляторов, обеспечивающих поддержание необходимых перепадов давлений на выходе из ЦТП-31, пьезометрический график давлений отрицательный (см. Приложение 1). По этим причинам, кроме нарушения теплогидравлического режима теплоснабжения микрорайона, происходит значительное увеличение расхода теплоносителя. Это, в свою очередь, приводит к увеличению оплаты за тепловую энергию и перерасходу электроэнергии на нагнетание теплоносителя.

Для решения этой проблемы представлен проект реконструкции центрального теплового пункта с целью приведения теплогидравлического режима микрорайона в соответствие с расчетными параметрами. Выполнен расчет тепловых нагрузок, составлен график тепловых нагрузок, построен температурный график.

Выполнен гидравлический расчет тепловой сети отопления и горячего водоснабжения, построен пьезометрический график.

Произведён выбор основного оборудования центрального теплового пункта: подогревателя ГВС, насосов: смесительного и циркуляционного, а также другого оборудования, обеспечивающего работу ЦТП.

Подключение системы горячего водоснабжения к тепловой сети предусмотрено по закрытой схеме, для работы горячего водоснабжения в летний период предусмотрена перемычка для открытого водоразбора

На основании гидравлического расчета, пьезометрического графика давлений ЦТП-31 и исходя из технико-экономических предположений, подключение системы теплоснабжения необходимо выполнить по зависимой схеме через смесительный насос. Для присоединения систем отопления и

горячего водоснабжения в ЦТП выбраны авторегуляторы, обеспечивающие коррекцию и местное регулирование температуры сетевой воды и поддержание необходимых перепадов давления на выходе из ЦТП-31. Предусмотрена установка приборов учета, контроля и регулирования расхода тепла.

Оборудование теплового узла с погодным регулированием и учетом тепла позволит сэкономить до 20 % тепловой энергии, что приведет к снижению расхода топлива на источниках теплоснабжения.

После выполнения реконструкции ЦТП-31 микрорайона № 31 города Кемерово ожидается восстановление теплогидравлического режима и обеспечение надежной и бесперебойной подачей теплоносителя потребителям микрорайона.

Литература

- 1 Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей. Справочник. 3-е издание, переработанное и дополненное. В.И. Манюк, Я.И. Каплинский, Э.Б. Хиж, А.И. Манюк, В.К. Ильин. 1988г.-432с.
- 2 СП 41 – 101 – 95. Проектирование тепловых пунктов – М.: 1997.
- 3 Правила эксплуатации теплотребляющих установок П68 и тепловых сетей потребителей и Правила техники безопасности при эксплуатации теплотребляющих установок и тепловых сетей потребителей (Минтопэнерго России). Госэнергонадзор. – М.: Энергоатомиздат, 1992 – 160 с.
- 4 Ляликов Б.А. Источники и системы теплоснабжения промышленных предприятий: Часть I: учеб. пособие./ Б. А. Ляликов – 2-е изд., стер. – Томск: Изд-во ТПУ, 2008. – 155 с.
- 5 Ляликов Б.А. Источники и системы теплоснабжения промышленных предприятий: Часть II: учеб. пособие./ Б. А. Ляликов – 2-е изд., стер. – Томск: Изд-во ТПУ, 2008. – 172 с.
- 6 ГОСТ 30494-2011 «Здания жилые и общественные. Параметры микроклимата в помещениях».
- 7 СНиП 2.04.01 – 85. Внутренний водопровод и канализация зданий
- 8 Козин В. Г. и др. Теплоснабжение.- М.: Высшая школа, 1980 – 408 с.
- 9 Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети: учебник для вузов. – 8-е издание, стереот./ Е.Я. Соколов. – М.: Издательский дом МЭИ, 2006.-472 с.: ил.
- 10 Сафонов А.П. Сборник задач по теплофикации и тепловым сетям. – М.: Энергоатомиздат, 1985 – 232 с.
- 11 СП 131.13330.2012 «Строительная климатология». Актуализированная редакция СНиП 23-01-99*.
- 12 Хрусталева Б.М., Кувшинов А.Я., Кнопко В.М. и др.. Теплоснабжение и вентиляция. Курсовое и дипломное проектирование. / По ред. Проф. Б. М. Хрусталева – М.:Изд-во АСВ, 2007. – 784. с., 183 ил.

- 13 Николаев А.А. Справочник проектировщика. Проектирование тепловых сетей; 1965 г. – 361с.; (12)
- 14 Мадорский Б.М. Эксплуатация центральных тепловых пунктов, систем отопления и горячего водоснабжения./ В.А. Шмидт. М., Стройиздат, 1971г. – 168с с ил..
- 15 Ривкин С.Л., Александров А.А. Термодинамические свойства воды и водяного пара: Справочник. Рек. Гос. Службой стандартных справочных данных — 2-е изд., перераб. и доп. —М.: Энергоатомиздат,198, 80с. с ил.
- 16 Паспорт на пластинчатый теплообменник Alfa Laval M6-FG.
- 17 Каталог оборудования для автоматизации систем отопления, горячего водоснабжения и учета потребления тепла. Фирма «Данфосс».
- 18 Правила коммерческого учета тепловой энергии,
- 19 Типовой проект. Узел учета тепловой энергии и теплоносителя». ЗАО «Взлет».
- 20 «Трубопроводная арматура» RC.16.A13.50. Фирма «Данфосс».
- 21 Каталог. Предохранительные клапаны. «Прегран».
- 22 СП 124.13330.2012 Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003.
- 23 Фрог Б. Н., Левченко А. П. Водоподготовка: Учебное пособие для вузов. М. Издательство МГУ, 1996 г.680с., 178 ил.

Приложение 1 - Пьезометрический график тепловой сети по направлению от ЦТП-31 до жилого дома ул. Тургенева, 142 до реконструкции

